

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS**

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica: Especialização em  
Fontes Renováveis:  
Geração, Operação e Integração

Izabela de Catella Marcello

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UMA USINA FOTOVOLTAICA  
UTILIZANDO SISTEMA DE TRACKERS COM ALGORITMO BACKTRACKING**

Belo Horizonte  
2022

Izabela de Catella Marcello

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UMA USINA FOTOVOLTAICA  
UTILIZANDO SISTEMA DE TRACKERS COM ALGORITMO BACKTRACKING**

**Versão final**

Monografia de especialização apresentada à Escola de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial à obtenção do título de Especialista em Fontes Renováveis: Geração, Operação e Integração

Orientador: Prof. Dr. Victor Flores mendes

Belo Horizonte  
2022



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO

ATA DE DEFESA DE MONOGRAFIA / TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO (TCC)

Aos dez dias do mês de agosto de 2022, às 20 h 00 min, o/a estudante Izabela de Catella Marcello, matrícula 2019724140, defendeu o Trabalho intitulado "ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UMA USINA FOTOVOLTAICA UTILIZANDO SISTEMA DE TRACKERS COM ALGORITMO BACKTRACKING" tendo obtido a média ( 85 ) .

Participaram da banca examinadora os abaixo indicados, que, por nada mais terem a declarar, assinam eletronicamente a presente ata.

Nota: 85 (oitenta e cinco)

Orientador(a): Prof. Dr. Victor Flores Mendes

Nota: 85 (oitenta e cinco)

Examinador(a): Prof. Dr. Erick Matheus da Silveira Brito

Nota: digitar a nota em numeral (escrever a nota por extenso)

Examinador(a): nome completo do examinador

Nota: digitar a nota em numeral (escrever a nota por extenso)

Examinador(a): nome completo do examinador



Documento assinado eletronicamente por Victor Flores Mendes, Professor do Magistério Superior, em 12/08/2022, às 16:54, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por Erick Matheus da Silveira Brito, Usuário Externo, em 18/08/2022, às 16:48, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://sei.ufmg.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador 1656851 e o código CRC 35E4D543.

Este documento deve ser editado apenas pelo Orientador e deve ser assinado eletronicamente por todos os membros da banca.

## RESUMO

Neste trabalho é realizada uma análise técnica e financeira de uma usina fotovoltaica com potência instalada de 2,6 MWp localizada na cidade de Baldim, no estado de Minas Gerais. Os dados de geração do primeiro ano de operação da planta foram comparados com simulações utilizando o *software PVsyst*, com o intuito de validar a base de dados meteorológicos Helioclim e os dados medidos em campo através de uma estação meteorológica. Este trabalho também investiga a geração de energia, da usina em questão, em três diferentes cenários: com o uso de estruturas fixas para os módulos e o uso de *trackers* com e sem a tecnologia de *backtracking*. Posteriormente, baseados nos dados de geração coletados, foram realizados estudos financeiros, que apresentam os custos de implantação e operação de cada um dos cenários e seus respectivos índices econômicos: Taxa Interna de Retorno (TIR), Valor Presente Líquido (VPL), fluxo de caixa e *payback* do investimento.

**Palavras-Chave:** Usina Fotovoltaica, *PVSyst*, Simulação, *tracker*, *backtracking*.

## **ABSTRACT**

In this work, it was realized a technical-financial analysis of a Photovoltaic Plant with the DC peak power of 2,6 MWp located in the city of Baldim, in the Minas Gerais state. The energy generation data from the first year of the plant operation were compared with simulations using the PVSyst software, in order to validate the Helioclim meteorological database and the data measured in the site, by a meteorological station. This work also explores the energy generation of this solar plant, in three different scenarios: with the use of fixed tilt structures and trackers with and without the backtracking technology. Finally, based on the energy generation data collected, economic viability studies were carried out, presenting the costs of implantation and operation of each scenario and their respective economic indexes: Internal rate of return, net present value, cash flow and investment payback.

Key-words: Photovoltaic plants, PVSyst, tracker, Simulation, backtracking.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz energética brasileira Fonte: (EPE, 2021). .....	11
Figura 2 - Mapa de irradiação global horizontal brasileiro Fonte: (INPE, 2017). .....	12
Figura 3 - Movimento de rotação e translação. Fonte: (NASCIMENTO, 2015). .....	14
Figura 4- Inclinação da Terra em relação ao Sol e divisão das estações do ano. Fonte:. (NASCIMENTO, 2015) .....	15
Figura 5 - Componentes da Irradiância Solar. Fonte: (INPE, 2017). .....	16
Figura 6 - Irradiação direta horizontal em um dia ensolarado e em um dia nublado, latitude do local igual a 43°. Fonte: (DECEASED; BECKMAN, 1982). .....	17
Figura 7 - Semicondutor com junção p-n.Fonte: (MELO, 2014). .....	18
Figura 8 - Esquema de bandas de energia no efeito fotovoltaico. Fonte: Autor .....	18
Figura 9 - Esquema básico de uma célula fotovoltaica. Fonte: (ADILSON CARLOS, 2010). .....	19
Figura 10 - Esquema de fabricação de um módulo fotovoltaico. Fonte: (PORTAL SOLAR, 2022). .....	19
Figura 11 - Módulo monocristalino e módulo policristalino. Fonte: (SOLAR, BRASIL, 2022). .....	20
Figura 12 - Instalações fotovoltaicas: (a) Telhado Residencial (b) Telhado Comercial de Galpão. Fonte: (SOL; SOLAR, 2022). .....	22
Figura 13 - Efeito de sombreamento em módulo fotovoltaico: imagem com câmera térmica, formação de hotspots. Fonte: (SOLAR, ENERGIA, 2022). .....	22
Figura 14 - Exemplo de UFV com estrutura fixa. Instalada no estado de São Paulo. Fonte: (POLITEC, 2020). .....	23
Figura 15 - Definição da orientação dos módulos fotovoltaicos no software PVSyst. Fonte: (PVSYST, 2020) .....	24
Figura 16 - Distância entre fileiras de módulos (Pitch). Fonte: (LAURA RODRÍGUEZ, 2021) (ADAPTADO). .....	25
Figura 17 - Sombreamento entre fileiras em usina fotovoltaica com estrutura fixa. Fonte:(POLITEC, 2020). .....	25

Figura 18 - Rendimento instalações fixas versus trackers em função do GCR. Fonte: (GRANA, 2020) .	26
Figura 19 - Comparação entre rendimento de um sistema fixo versus um seguidor solar de dois eixos (MOUSAZADEH et al., 2009)	27
Figura 20 - Tipos de tracker (HONG et al., 2016)	29
Figura 21 - Seguidor Polar de um eixo. Fonte: (CORTEZ, 2013)	30
Figura 22 - Sistema de rastreamento passivo Fonte: (CORTEZ, 2013)	30
Figura 23 - Ação do sistema de backtracking: (a) Sombreamento entre fileiras de módulos em situações em que o sol está mais baixo. (b) reposicionamento angular dos módulos com o objetivo de evitar o sombreamento entre fileiras. Fonte: (GRANA, 2020) (ADAPTADO).	31
Figura 24 - Foto de Satélite do local de instalação da UFV Stella Maris. Fonte: Google Earth.	38
Figura 25 - Projeto TRJHT42PDR-WS. Fonte: (Convert Brasil)	40
Figura 26 - TRJHT42PDR-WS instalado na usina Stella Maris. Fonte: Autor.	40
Figura 27 - Layout da UFV Stella Maris. Fonte: Autor.	41
Figura 28 - UFV Stella Maris instalada. Fonte: Autor.	41
Figura 29 - Estação meteorológica. Fonte: Autor.	42
Figura 30 - Estação meteorológica instalada na UFV Stella Maris. Fonte: Autor	43
Figura 31 - Exemplo de conexão de uma Usina Fotovoltaica. Fonte: General Cable.	45
Figura 32 – Trajetória do Sol ao longo do ano. Fonte: (SARAIVA, 2020)	52
Figura 33 – (a) Sistema de trackers sem o backtracking: sombreamento entre fileiras. (b) Sistema com backtracking: posição dos módulos “não ideal” porém sem sombreamento. Fonte: PVSyst	54

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 -Capacidade instalada de geração por fonte Fonte: (EPE, 2021). ....	12
Tabela 2- Especificações Técnicas UFV Stella Maris. ....	38
Tabela 3 – Perdas consideradas nas simulações. ....	45
Tabela 4 – Dados Caso I.....	46
Tabela 5 - Comparação inputs meteorológicos Caso I.....	47
Tabela 6 – Dados coletados pela estação meteorológica. ....	48
Tabela 7 – Dados Caso II.....	48
Tabela 8 – Dados Caso III.....	50
Tabela 9 - Dados Caso IV. ....	51
Tabela 10 – Dados Simulação V.....	53
Tabela 11 - Comparação geração nos 25 anos de operação com e sem tracker. ....	55
Tabela 12 – Resultados financeiros solução com estrutura fixa.....	58
Tabela 13 – Resultados financeiros solução com tracker (com backtracking). ....	59
Tabela 14 - Comparação de geração nos 25 anos de operação com e sem backtracking. ....	60
Tabela 15 - Resultados financeiros solução com tracker sem backtracking. ....	62



## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
TMY	<i>Typical Meteorological Year</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TIR	Taxa Interna De Retorno
VPL	Valor Presente Líquido
IGH	Irradiância Global Horizontal
IDN	Irradiância Direta Normal
IDF	Irradiância Difusa Horizontal
GCR	<i>Ground Covered Ratio</i>
CC	Corrente Contínua
CC	Corrente Alternada
TMA	Taxa Mínima de Atratividade

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>11</b>
1.1. Motivação.....	11
1.2. Objetivo e Metodologia.....	13
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>14</b>
2.1. Posicionamento Solar .....	14
2.2. Irradiação e Irradiância Solar .....	15
2.3. Efeito Fotovoltaico.....	17
2.4. Módulos fotovoltaicos.....	19
2.5. Usinas fotovoltaicas .....	21
2.6. Seguidor solar - <i>Tracker</i> .....	26
2.6.1. Sistema ativo .....	28
2.6.2. Sistema passivo.....	30
2.6.3. Algoritmo de Backtracking .....	31
<b>3. METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO</b> .....	<b>32</b>
3.1. <i>Software</i> PVSyst .....	33
3.1.1. Fatores de perdas do PVSyst.....	33
3.2. Base de dados meteorológica.....	36
3.2.1. Ano meteorológico típico (TMY) .....	36
3.2.2. Dados HelioClim-3v5.....	36
3.3. ANÁLISE DE CASO: UFV STELLA MARIS 2,3 MW .....	37
3.3.1. Estação Meteorológica .....	42
<b>4. RESULTADOS</b> .....	<b>44</b>
4.1. Caso I – Geração Real da Usina <i>versus</i> Simulação com a Base de Dados Helioclim.....	46
4.2. Caso II: Simulação da Geração da Usina com a Base de Dados Helioclim <i>versus</i> Simulação da Usina Prevista com os dados da Estação Meteorológica.....	48
4.3. Caso III – Geração Real da Usina <i>versus</i> Simulação da Usina com os dados da Estação Meteorológica .....	50
4.4. Caso IV – Geração Real com tracker <i>versus</i> Simulação da Usina com estrutura fixa utilizando os dados da Estação Meteorológica.....	51

4.5.	Caso V – Simulação com <i>backtracking</i> versus Simulação sem <i>backtracking</i>	53
4.6.	Análise Financeira.....	54
4.6.1.	Fluxo de caixa – Estrutura fixa.....	57
4.6.2.	Fluxo de caixa – Tracker com <i>backtracking</i> .....	58
4.6.3.	Comparação do uso de Tracker com e sem <i>backtracking</i> :.....	60
4.6.4.	Fluxo de caixa – Tracker sem <i>backtracking</i> .....	62
<b>5.</b>	<b>CONCLUSÕES</b> .....	<b>64</b>
5.1.	TRABALHOS FUTUROS .....	65
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>66</b>

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1. Motivação

Atualmente, a fonte hídrica é predominante na matriz energética brasileira correspondendo a 65,2% (EPE, 2021), conforme gráfico apresentado na Figura 1. Apesar de serem consideradas renováveis, as usinas hidrelétricas causam um grande impacto ambiental além de serem dependentes dos períodos chuvosos, que tem sido cada vez mais curtos devido às mudanças climáticas nos últimos anos.

Apesar da matriz energética brasileira ser diversificada, a utilização das fontes geradoras utilizadas no Brasil não é bem distribuída, atrelada aos impactos ambientais gerados pela utilização de combustíveis fósseis e a crescente demanda por energia elétrica, nos leva ao cenário atual em que o uso de fontes de energia limpa e renováveis são cada vez mais necessárias.

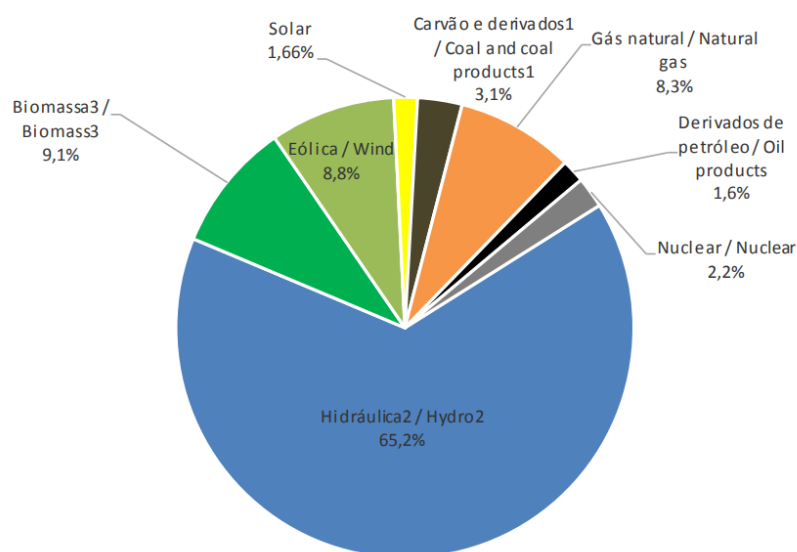


Figura 1 - Matriz energética brasileira Fonte: (EPE, 2021).

Apesar de que nos últimos quatro anos houve um crescimento de 350% na potência instalada de usinas solares, a geração de energia por fonte solar ainda ocupa uma parcela bem pequena da matriz brasileira, conforme demonstrado na Tabela 1. Conforme pode ser observado na Figura 2, o Brasil possui um enorme potencial para produção de energia por fonte fotovoltaica, devido ao alto índice de irradiação solar em seu território.

	MW									
Usinas em Operação / Plants in operation	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
UHE / Hydro	78.347	79.956	81.132	84.095	86.366	91.499	94.662	98.287	102.999	103.027
PCH / Hydro	3.896	4.101	4.620	4.790	4.886	4.941	5.020	5.157	5.291	5.429
CGH / Hydro	216	236	266	308	398	484	594	695	768	816
EOL / Wind	1.426	1.894	2.202	4.888	7.633	10.124	12.283	14.390	15.378	17.131
SOL / Solar	1	2	5	15	21	24	935	1.798	2.473	3.287
<b>Total</b>	<b>31.243</b>	<b>32.778</b>	<b>36.528</b>	<b>37.827</b>	<b>39.564</b>	<b>41.275</b>	<b>41.537</b>	<b>40.523</b>	<b>41.219</b>	<b>43.057</b>

Tabela 1 - Capacidade instalada de geração por fonte Fonte: (EPE, 2021).

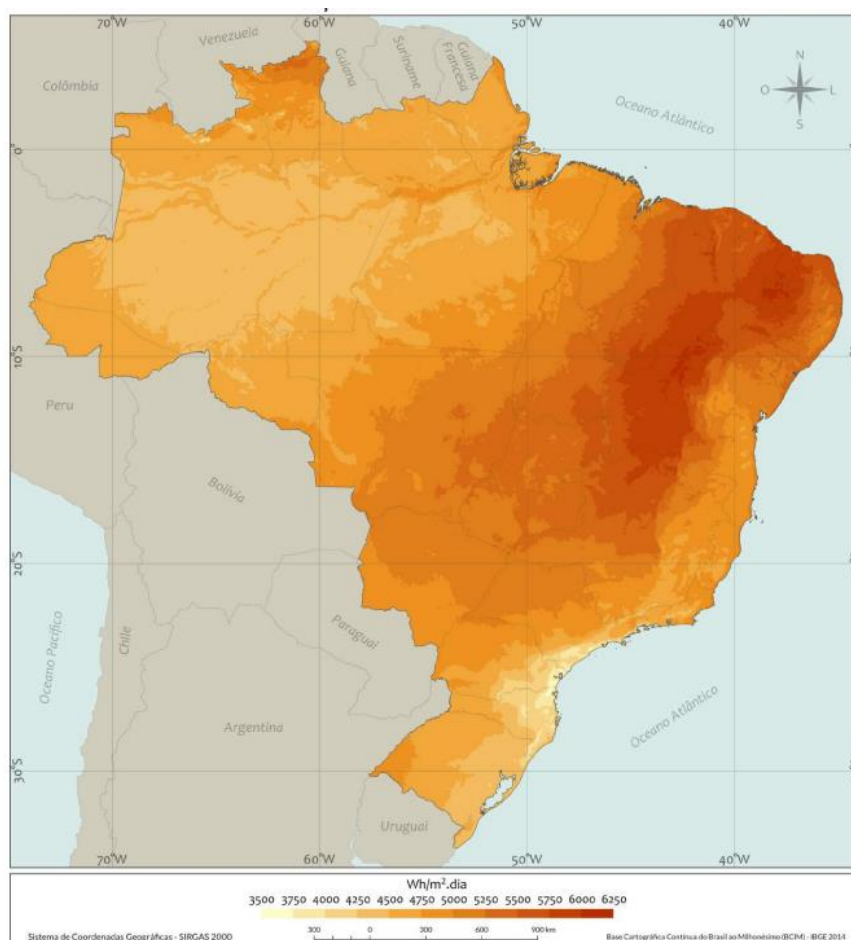


Figura 2 - Mapa de irradiação global horizontal brasileiro Fonte: (INPE, 2017).

A exploração do recurso solar no Brasil vem ganhando força nos últimos anos devido a diversos incentivos, como:

- Isenção de ICMS (Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) sob a energia gerada;
- Isenção de PIS e COFINS sob a energia gerada;
- Linhas de financiamento com taxas diferenciadas para compra de equipamentos;

- Sistema de compensação de créditos de energia para modalidades de micro e minigeração distribuída (ANEEL, 2012), etc.
- No Mercado Livre de energia existe um sistema especial onde os consumidores possuem descontos nas tarifas TUSD e TUST (Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição e Transmissão);
- Custo dos equipamentos em declínio nos últimos anos.

## 1.2. Objetivo e Metodologia

O objetivo deste trabalho é fazer uma comparação da geração de uma usina real com simulações feitas a partir de dados meteorológicos medidos *in loco* e simulações utilizando dados de um ano meteorológico típico (TMY) gerado pela base de dado Helioclim.

Além disso, serão analisados o efeito do uso de dois tipos de estrutura de fixação (fixa ou com rastreamento) nos 25 anos de geração de uma usina, e seus respectivos resultados financeiros. Para a realização das simulações de geração de energia elétrica será utilizado o *software PVsyst*, Este programa foi escolhido por ser um dos mais difundidos dentre empresas no mundo todo para simulação de usinas e os dados meteorológicos da base de dados de satélite Helioclim que também possui um alto nível de confiabilidade.

Os cenários simulados terão seus resultados analisados tecnicamente e economicamente, apresentando as vantagens e desvantagens além dos indicadores financeiros: valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e *payback*.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1. Posicionamento Solar

Para a implantação de usinas fotovoltaicas, é de suma importância o entendimento do percurso solar e como sua radiação é convertida em energia elétrica.

A Figura 3 ilustra os dois tipos de movimentos realizados pelo planeta Terra: rotação e translação. A rotação é o movimento do planeta em torno do seu próprio eixo que leva em torno de 24h, dando origem aos períodos diurno e noturno. Na translação, temos a movimentação da Terra em torno do eixo do Sol o que leva 365 dias e dá origem às quatro estações do ano.

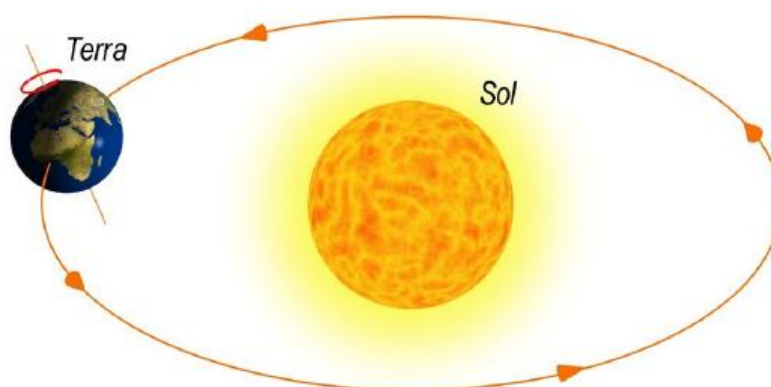


Figura 3 - Movimento de rotação e translação. Fonte: (NASCIMENTO, 2015).

Durante o movimento de translação a quantidade de radiação solar nos hemisférios terrestres varia devido à inclinação da Terra em relação ao Sol, conforme mostrado na Figura 4.

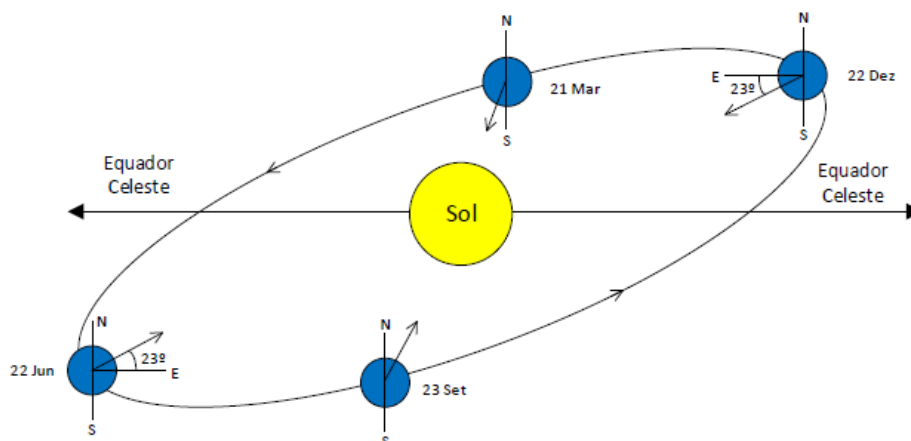


Figura 4- Inclinação da Terra em relação ao Sol e divisão das estações do ano. Fonte: (NASCIMENTO, 2015)

As datas indicadas na Figura 4 referem-se às transições das estações do ano. Os dias 21 de março e 23 de setembro são definidos como dias de Equinócio e os dias 22 de junho e 22 de dezembro são definidos como dias de Solstício. Nos dias de Equinócio, a incidência da luz solar distribui-se uniformemente pelo hemisfério Norte e hemisfério Sul, obtendo assim uma distribuição horária equivalente pelo planeta, 12 horas diurnas e 12 horas noturnas. Nos dias de Solstício, a distribuição da luz solar não é igual nos dois hemisférios, o que significa que em um dos hemisférios o dia irá ser maior do que a noite, consoante o dia de Solstício que esteja a ocorrer (junho ou dezembro) (NASCIMENTO, 2015).

Dessa forma, a irradiação solar em um determinado local dependerá do dia do ano (estação) e da sua geolocalização, mais precisamente da posição em relação à linha do equador, ou seja, a latitude.

## 2.2. Irradiação e Irradiância Solar

A irradiância solar é definida como a densidade de potência ( $W/m^2$ ) que atinge uma determinada superfície. A irradiação solar é dada pela integral no tempo da irradiância nesta superfície ( $kWh/m^2$ ). Separam-se as componentes da irradiância da seguinte maneira (DECEASED; BECKMAN, 1982):

- Irradiância Global Horizontal (IGH): Toda a irradiância que atinge a superfície terrestre;
- Irradiância Direta Normal (IDN): Irradiância recebida por uma superfície normal ao ângulo de incidência solar;
- Irradiância Difusa Horizontal (IDH): Irradiância recebida por refração ou reflexão, tanto de objetos próximos à superfície quanto da própria



atmosfera terrestre. Ou seja, irradiância recebida de forma indireta, também chamada de albedo.

Essas três componentes se relacionam de acordo com a seguinte equação (DECEASED; BECKMAN, 1982) :

$$IGH = IDH + IDN \cdot \cos \alpha \quad (1)$$

onde  $\alpha$  é o ângulo zenital solar, que varia de acordo com o movimento do sol durante o dia. A Figura 5 ilustra a incidência das irradiâncias na superfície terrestre.

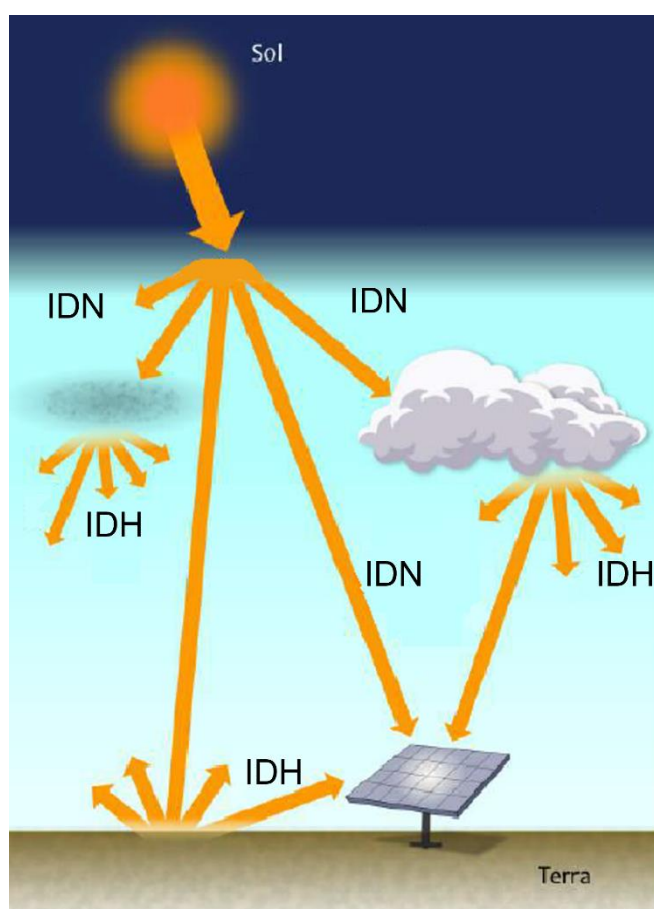


Figura 5 - Componentes da Irradiância Solar. Fonte: (INPE, 2017).

Com a utilização de sensores chamados piranômetros é possível medir a radiação horizontal global (IGH) ao longo do dia. A curva de radiação solar varia de acordo com a estação do ano e localização geográfica do ponto de coleta. A Figura 4 mostra a curva de radiação solar em um dia ensolarado e em um dia nublado para uma localidade com latitude igual a 43°N.

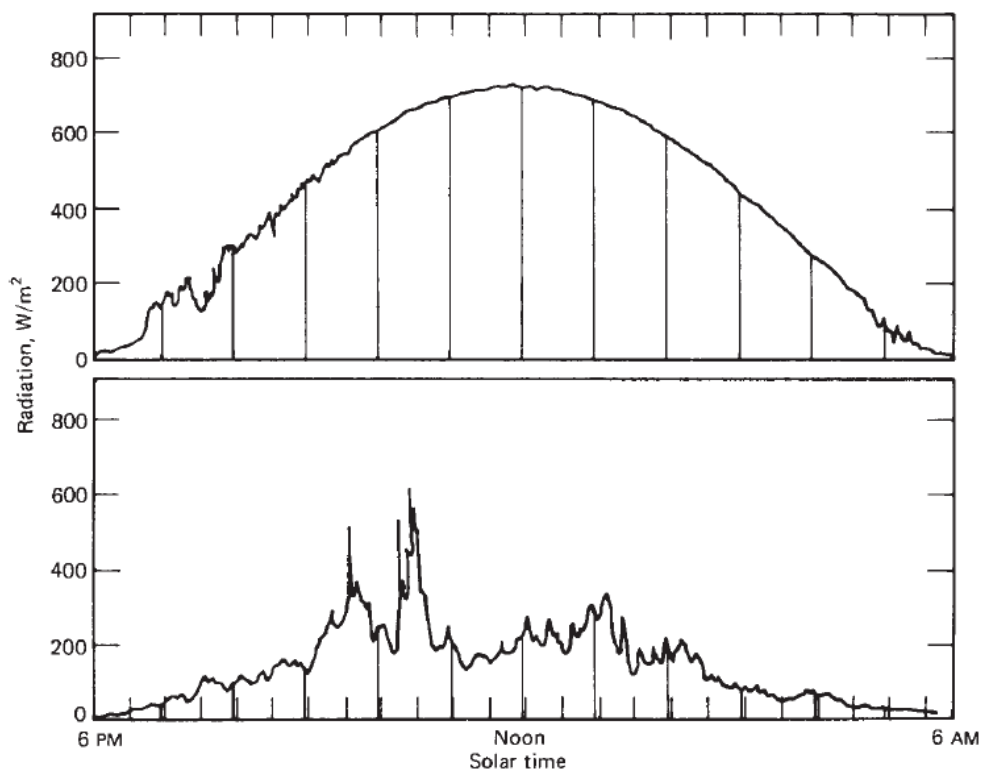


Figura 6 - Irradiação direta horizontal em um dia ensolarado e em um dia nublado, latitude do local igual a 43°. Fonte: (DECEASED; BECKMAN, 1982).

### 2.3. Efeito Fotovoltaico

O fenômeno físico responsável pela geração de energia elétrica por meio de módulos solares é o Efeito Fotovoltaico. Este fenômeno pode ser definido como o surgimento de uma diferença de potencial em um material semicondutor quando este é ionizado por radiação incidente. Esta diferença de potencial pode ser formada em um semicondutor de várias maneiras, a de maior interesse para energia fotovoltaica é o uso da junção de materiais semicondutores formando uma junção tipo p-n: o material é formado pela junção de um semicondutor com presença majoritária de portadores de carga tipo P (também chamado de buracos) com um semicondutor tipo N que possui elétrons livres (RAPPAPORT, 1959).

A junção p-n é a estrutura primária de uma célula solar. No instante da formação da junção origina-se uma corrente de difusão de elétrons presentes no tipo N para o tipo P e de buracos no sentido contrário. O deslocamento de portadores de carga deixa no centro da junção átomos ionizados fixos em uma zona que recebe o nome de zona de depleção ou região de depleção, conforme mostrado na Figura 7. Tal nome se deve à ausência de portadores de carga na extensão composta por tais íons, sendo que, íons positivos encontram-se na região tipo N enquanto íons negativos na região tipo P. É na região de depleção (também conhecida como barreira de potencial) que se origina um campo elétrico que separa os portadores, movendo os buracos no sentido do campo e os elétrons no sentido contrário (BUENO, POLIANA HENRIQUES; MONTEIRO, 2016)



Figura 7 - Semicondutor com junção p-n. Fonte: (MELO, 2014).

Quando a radiação solar (fótons) incide no material, os elétrons adquirem energia suficiente para saltar da banda de valência para banda de condução, essa situação é chamada de geração do par elétron-buraco. Nestas condições os elétrons agora na banda de condução irão fluir para o lado tipo N e os buracos irão para o lado tipo P, conforme mostrado na Figura 8. Este fluxo de elétrons ocasiona uma corrente e como o campo elétrico da célula irá oferecer a diferença de potencial é possível então gerar potência. Dessa forma, as células fotovoltaicas (esquema de montagem apresentado na Figura 9) que compõem os módulos solares produzem energia elétrica.

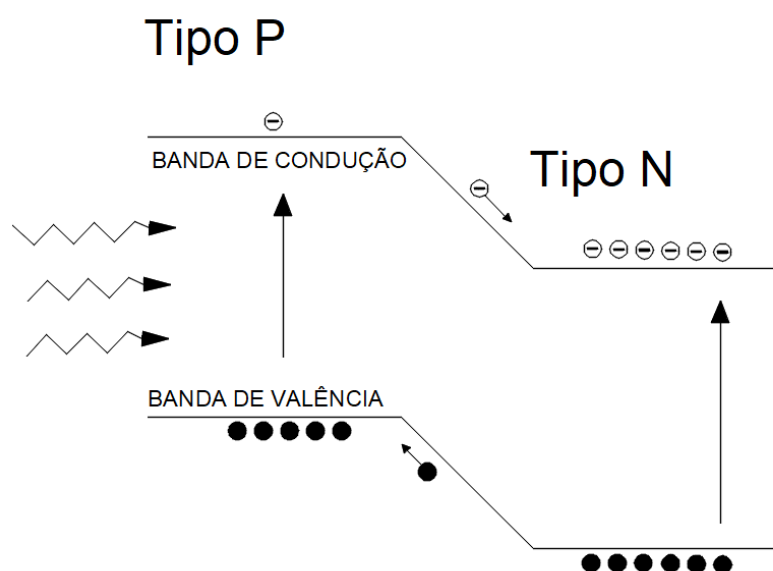


Figura 8 - Esquema de bandas de energia no efeito fotovoltaico. Fonte: Autor

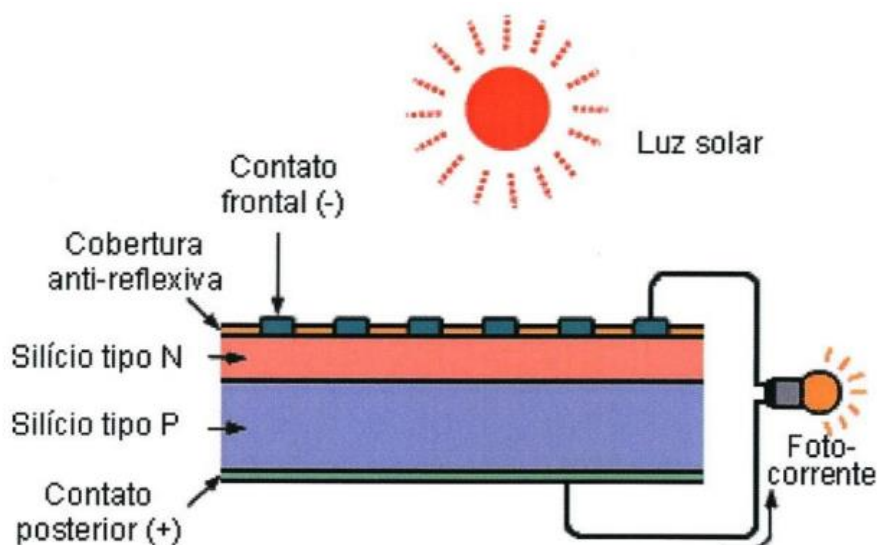


Figura 9 - Esquema básico de uma célula fotovoltaica. Fonte: (ADILSON CARLOS, 2010).

## 2.4. Módulos fotovoltaicos

Atualmente, os módulos fotovoltaicos comerciais são fabricados a partir de células fotovoltaicas feitas normalmente de silício cristalino, que convertem a radiação solar em energia elétrica a partir do efeito fotovoltaico. Os módulos possuem os seguintes componentes, mostrados na Figura 10:

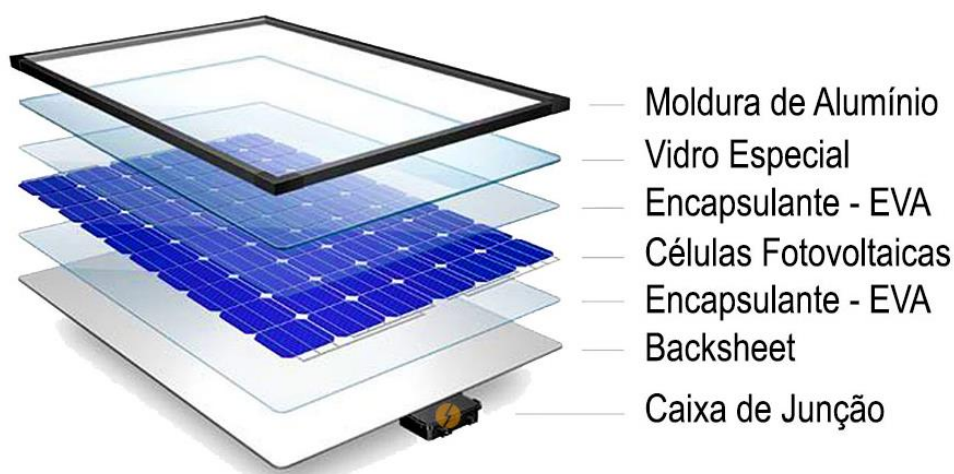


Figura 10 - Esquema de fabricação de um módulo fotovoltaico. Fonte: (PORTAL SOLAR, 2022).

- **Célula fotovoltaica:** é a unidade básica de conversão de energia e pode ser utilizada dois tipos de silício: o monocristalino ou o policristalino; O silício monocristalino: Os módulos fotovoltaicos fabricados com silício monocristalino são considerados de primeira geração por possuírem uma taxa de eficiência de conversão de energia superior. Isto acontece, pois, cada célula provém de apenas um cristal de silício. Já uma célula

fotovoltaica feita a partir do silício policristalino é formada a partir da fusão de vários cristais, o que reduz a eficiência de conversão de energia devido as perdas geradas pelos “defeitos” do material, que são o espaçamento entre os cristais fundidos.

Os módulos fotovoltaicos são formados a partir da ligação em série/paralelo das células fotovoltaicas. Os monocristalinos que uma coloração mais escura e os policristalinos são mais azulados, conforme Figura 11.



Figura 11 - Módulo monocristalino e módulo policristalino. Fonte: (SOLAR, BRASIL, 2022).

- **Filme Encapsulante (EVA):** Composto de acetato-vinilo de etileno), é um material selante de cura rápida especificamente projetado para os módulos fotovoltaicos. Ele protege as células fotovoltaicas contra o envelhecimento causado por raios UV, temperaturas extremas e umidade, assegurando que o máximo luz visível atinja as células solares (PORTAL SOLAR, 2022).
- **Vidro Especial:** O vidro utilizado na fabricação de um módulo solar não é o seu vidro comum. É um vidro especial puro com baixo teor de ferro, desenvolvido especialmente para refletir menos e deixar o máximo de luz passar através dele. Trata-se de um vidro temperado especial de 3.2mm ou 4mm revestido com uma substância antirreflexiva. Os módulos com vidros de boa qualidade vão resistir as mais fortes chuvas de granizo. Este vidro especial representa aproximadamente 10% do custo de fabricação do módulo solar (PORTAL SOLAR, 2022).
- **Backsheet:** filme plástico que vai na parte de trás dos módulos monofaciais. A função principal da Backsheet é proteger os componentes

internos do módulo solar, especificamente as células fotovoltaicas bem como agir como um isolante elétrico (PORTAL SOLAR, 2022).

- **Caixa de junção:** A caixa de junção fica localizada na parte traseira do módulo solar, onde as células fotovoltaicas interconectadas em série. As caixas de junção são conectadas com os cabos e conectores fotovoltaicos e são utilizados para interconectar os módulos (PORTAL SOLAR, 2022).
- **Moldura de alumínio:** Ao redor do módulo é adicionada uma moldura de alumínio anodizado, que serve tanto para fixar o módulo na instalação quanto para proteger o módulo de impactos mecânicos (PORTAL SOLAR, 2022)..

## 2.5. Usinas fotovoltaicas

De maneira geral, há usinas fotovoltaicas que são instaladas em telhados residenciais/comerciais para suprir o consumo de energia elétrica do próprio imóvel e usinas instaladas diretamente no solo.

Usinas fotovoltaicas implantadas em telhados, como mostrado na Figura 12, são normalmente de menor porte e a potência instalada dependerá do consumo a ser suprimido. Esse tipo de instalação possui diversas limitações como:

- Para esse tipo de usina o ideal é que os módulos sejam instalados com inclinação próxima ao ângulo da latitude do local e com o ângulo azimute igual a zero, ou seja, a face dos módulos virados para o norte (no caso do hemisfério sul). Devido ao fato de que, na maioria dos casos, os módulos são instalados após a construção dos imóveis tanto o ângulo de inclinação quanto a direção dos módulos fotovoltaicos não serão as ideais, gerando perdas de geração no sistema;
- Pode ocorrer sombreamento nos módulos causados por elementos como outras construções, árvores, postes etc. Quando um módulo é sombreado, as células atingidas agem como uma resistência, fazendo com que a potência gerada seja dissipada, causando os chapados *hot-spots* (pontos quentes), que ao longo prazo pode danificar o módulo. Além disso, como os módulos são ligados em série (*string*), quando a corrente em um ou mais módulos diminui a geração de toda a *string* é comprometida. A Figura 13 mostra uma imagem termográfica de um *hot-spot* em um módulo fotovoltaico.



(a)



(b)

Figura 12 - Instalações fotovoltaicas: (a) Telhado Residencial (b) Telhado Comercial de Galpão. Fonte: (SOL; SOLAR, 2022).

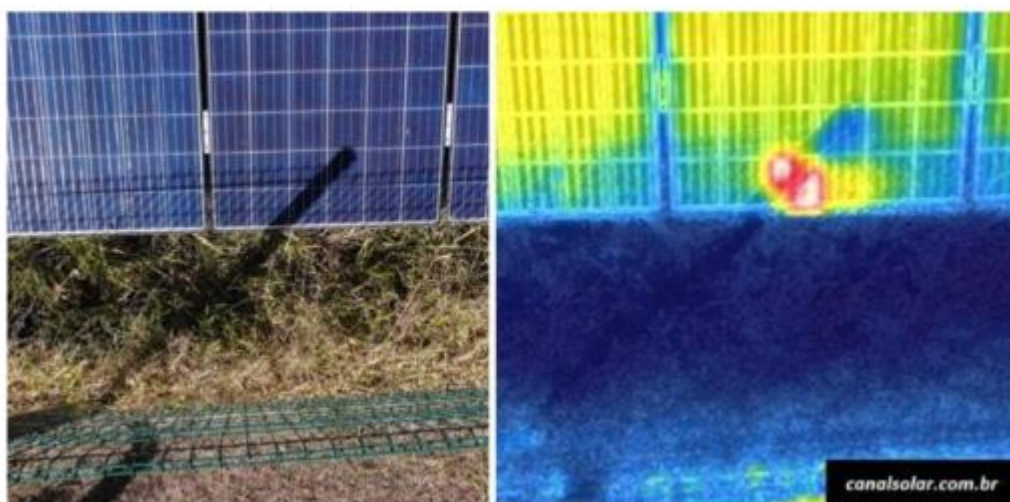


Figura 13 - Efeito de sombreamento em módulo fotovoltaico: imagem com câmera térmica, formação de hotspots. Fonte: (SOLAR, ENERGIA, 2022).

A implantação de Usinas Fotovoltaicas (UFVs) de solo tem apresentado um crescimento considerável nos últimos cinco anos no Brasil, como consequência principalmente da Resolução de Geração Distribuída (ANEEL, 2012) atrelada aos demais fatores apresentados no Capítulo 1 deste trabalho. As usinas implantadas em solo geralmente se enquadram na categoria de minigeração distribuída, onde a potência instalada pode variar entre 0,3 MW a 3 MW (ANEEL, 2012).

A principal vantagem desse tipo de instalação em relação à um sistema implantado em telhado é o posicionamento correto dos módulos fotovoltaicos de maneira a garantir a otimização da geração de energia elétrica. Pode-se dividir as instalações em solo em dois tipos de acordo com o tipo de estrutura metálica onde serão fixados os módulos fotovoltaicos: usinas com estrutura fixa e usinas com sistema de rastreamento solar (*trackers*).

Em usinas de solo com estruturas fixas, como o exemplo mostrado na Figura 14, as estruturas metálicas onde são instalados os módulos normalmente são concretadas no terreno para garantir a estabilidade da estrutura. Há diversos tipos de configuração de estruturas fixas no mercado: posição dos módulos em retrato ou paisagem, com uma ou duas fileiras de módulos, etc.



Figura 14 - Exemplo de UFV com estrutura fixa. Instalada no estado de São Paulo. Fonte: (POLITEC, 2020).

Existem no mercado diversas ferramentas para dimensionar sistemas fotovoltaicos e otimizar o posicionamento dos módulos no local de instalação da planta, um dos softwares mais utilizados é o PVSyst. A Figura 15 apresenta um exemplo de definição do ângulo de inclinação dos módulos instalados em estrutura fixa inclinada (*Fixed Tilted Plane*) para uma usina localizada na cidade de Baldim/MG.



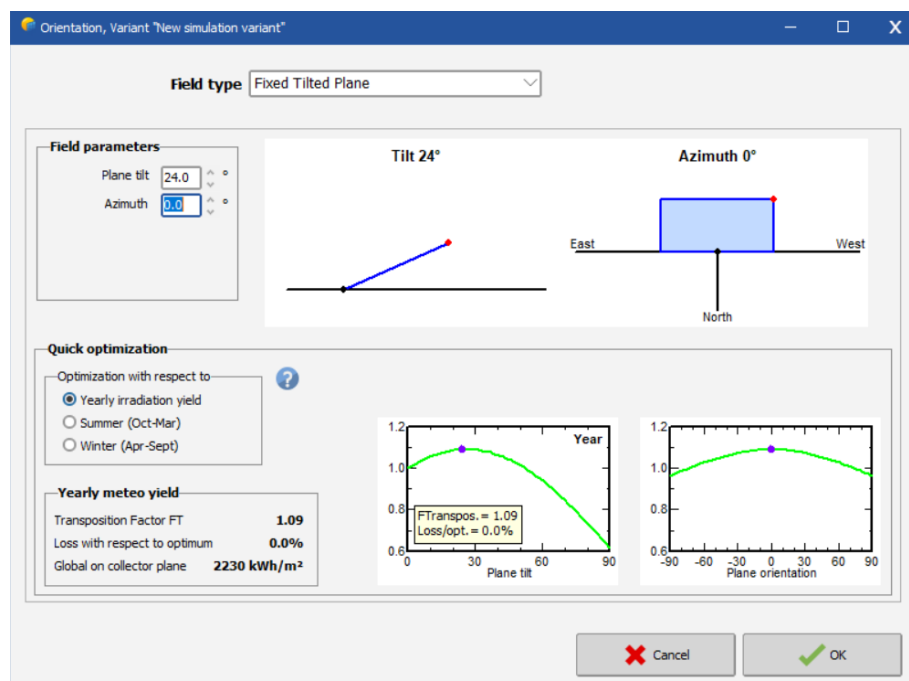


Figura 15 - Definição da orientação dos módulos fotovoltaicos no software PVSyst. Fonte: (PVSYST, 2020)

O parâmetro utilizado para definição do melhor ângulo de inclinação (*tilt*) e azimute, igual a zero, é o *Transposition Factor (TF)* (Fator de Transposição) (PVSYST, [S.d.]). Esse fator é a razão entre a radiação incidente no plano dos módulos e a radiação incidente no plano horizontal, ou seja, é uma medida de ganho ou perda na irradiação devido à inclinação do plano coletor. Dessa forma, tem-se que o ângulo de inclinação ideal para esse local do exemplo é de 24° com azimute igual a 0°.

Além do *tilt* e do azimute, há outro parâmetro muito importante para o dimensionamento de usinas de solo que é a distância entre os eixos das estruturas, também chamada de *pitch*. Conforme mostrado na Figura 16, o *pitch* interfere na irradiação direta e na difusa/refletida que atinge os módulos fotovoltaicos. Além disso, influencia diretamente o sombreamento entre fileiras de módulos, principalmente quando o sol está mais baixo no horizonte (começo e final do dia).

Com a definição do posicionamento dos módulos, tem-se o valor do chamado *Ground Covered Ratio (GCR)*. Este parâmetro define a razão entre a área de superfície total dos módulos e a área total de solo que o arranjo ocupa. Ou seja, quanto maior o *pitch* da usina menor será o valor de GCR e conseqüentemente menor será o sombreamento entre os módulos (GRID PIQ, 2022). O GCR também influencia no custo de implantação de uma usina, tendo em vista que é necessário alugar ou adquirir o local de instalação.

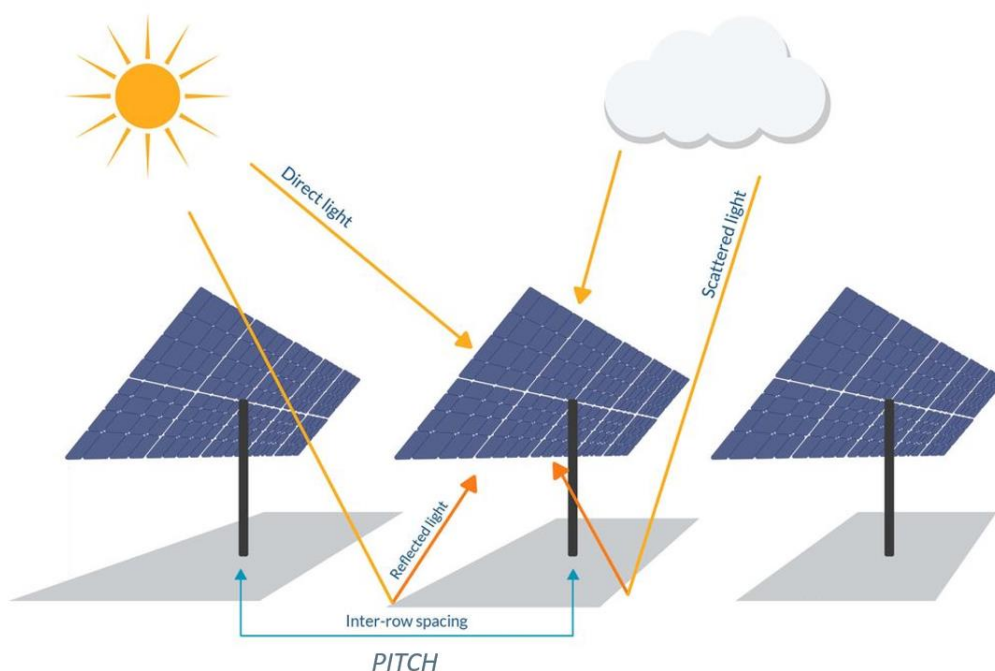


Figura 16 - Distância entre fileiras de módulos (Pitch). Fonte: (LAURA RODRÍGUEZ, 2021) (ADAPTADO).

Ainda que uma usina solar com estrutura fixa tenha seu dimensionamento elaborado de forma precisa, a irradiação solar não será perpendicular ao plano dos módulos durante o dia todo. Além disso, o sombreamento entre fileiras (Figura 17) acaba gerando perdas consideráveis na geração de energia elétrica.



Figura 17 - Sombreamento entre fileiras em usina fotovoltaica com estrutura fixa. Fonte:(POLITEC, 2020).

Em plantas que utilizam o sistema de rastreamento solar (*trackers*) tem-se um ganho na geração de energia elétrica pois a irradiação solar é sempre perpendicular

ao plano dos módulos, pois os *trackers* são estruturas eletromecânicas que acompanham o movimento do sol durante o dia e ao longo do ano. Além disso, existem outras tecnologias aplicadas neste tipo de sistema que aumentam a produtividade da usina e diminuem os efeitos do sombreamento, por exemplo.

O gráfico apresentado na Figura 18 ilustra o rendimento no uso de estruturas fixas (*Fixed Tilt*) em relação ao uso de *trackers* em função do GCR. Observa-se que para projetos onde o GCR é menor (*pitch* alto) o sistema de rastreamento apresenta uma eficiência superior a 15% em relação ao uso de estruturas fixas. Porém, quando o espaçamento entre os módulos diminui e o GCR aumenta, a vantagem do tracker diminui consideravelmente, porém ainda mantendo certo ganho em relação ao sistema fixo.

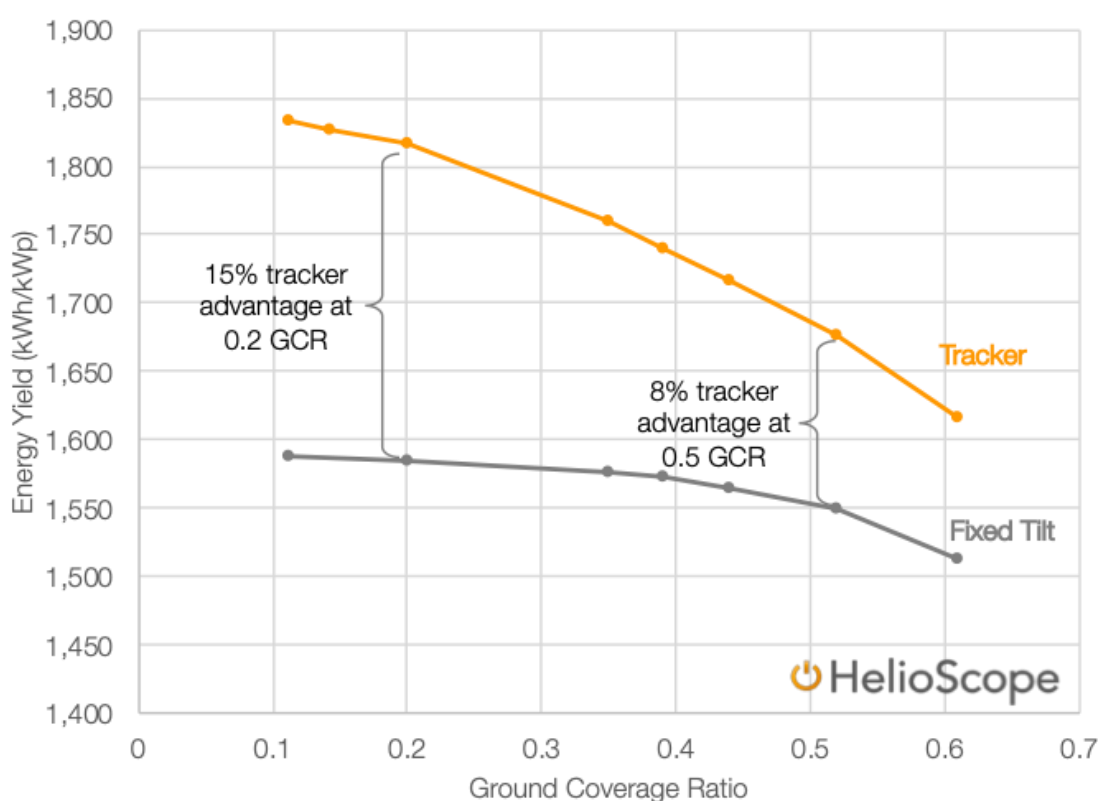


Figura 18 - Rendimento instalações fixas versus trackers em função do GCR. Fonte: (GRANA, 2020) .

## 2.6. Seguidor solar - Tracker

Basicamente o *tracker* é um equipamento eletromecânico, onde os módulos fotovoltaicos são instalados, que tem como objetivo garantir que o plano dos módulos fique sempre perpendicular à radiação solar (*tracker* com 2 eixos), captando a maior radiação possível ao longo do dia. Desta forma, a eficiência de geração de uma planta solar com este tipo de sistema é superior quando comparada à uma planta que possui uma estrutura de fixação dos módulos fixa. O primeiro *tracker* foi introduzido por Finster em 1962 e era completamente mecânico. Um ano depois, Saavedra apresentou um mecanismo com controle eletrônico automático,

que foi utilizado para orientar um sensor de medição de radiação chamado pireliômetro (MOUSAZADEH *et al.*, 2009).

Em locais mais nublados e nebulosos o ganho anual na geração de energia de uma planta está na faixa de 20%. Em locais com boa insolação, como o Brasil, o ganho na produção pode atingir a faixa de 20 a 40% (MOUSAZADEH *et al.*, 2009). A Figura 10 mostra a geração de energia comparando o uso de estrutura fixa com o uso do seguidor solar. A maior diferença se dá no começo da manhã e no fim da tarde, justamente porque o seguidor acompanha o movimento do Sol e consegue aproveitar a radiação mesmo quando o Sol está baixo.

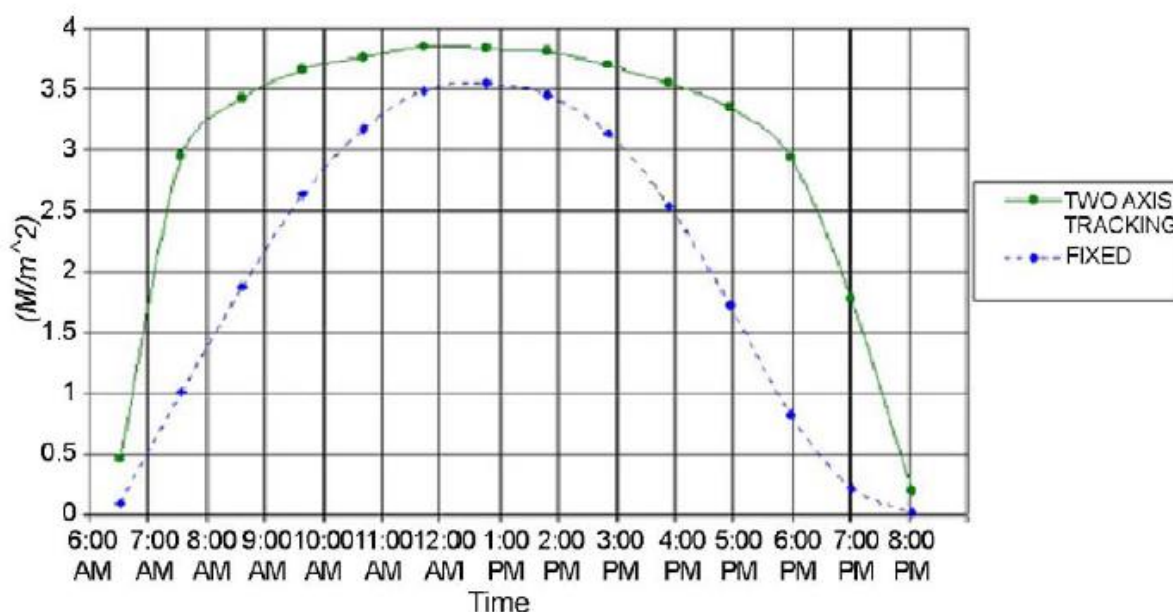


Figura 19 - Comparação entre rendimento de um sistema fixo versus um seguidor solar de dois eixos (MOUSAZADEH *et al.*, 2009)

De maneira geral, os seguidores solares possuem os seguintes componentes (PRINSLOO; DOBSON, 2015):

- Sistema de acionamento mecânico: atuadores lineares, engrenagens, acionamentos giratórios e acionamentos de engrenagens planetárias;
- Motores elétricos: motores de corrente contínua (CC) ou de corrente alternada (CA) para acionar os componentes mecânicos da estrutura através de controle de corrente frequência ou velocidade;
- Sistema de baterias: sistema de *backup* em caso de falhas;
- Algoritmo Astronômico: algoritmo para comandar o sistema, calculando a posição exata do sol configurada de acordo com o local de instalação e da data;
- Sensores: células de referência, solarímetros e piranômetros para aferir radiação solar incidente e dependendo do modelo do tracker movimentar os módulos para a posição mais favorável. Anemômetros para medição da

velocidade do vento e posicionamento da estrutura na posição de segurança em caso de rajadas de vento muito fortes.

Os sistemas de acionamento solar são classificados em dois principais tipos com base em suas tecnologias de rastreamento: rastreamento ativo, rastreamento passivo.

### 2.6.1. Sistema ativo

O sistema de rastreamento solar ativo é o sistema que determina a posição do caminho do sol no céu durante o dia com o auxílio de sensores e/ou algoritmos, que acionam o motor ou atuador para mover o sistema de acionamento para em direção ao sol ao longo do dia. Existem equipamentos comerciais que utilizam apenas sensores (piranômetros, solarímetros, células de referência etc.), outros que utilizam algoritmos astronômicos, que são configurados de acordo com a localização da planta e dia do ano. Além disso, existem equipamentos que utilizam das duas tecnologias citadas, comparando o posicionamento indicado pelo algoritmo com a medição dos sensores para definir a melhor posição para captação da radiação solar (NASCIMENTO, 2015).

O sistema de acionamento do rastreador solar ativo é considerado como o mais amplamente utilizado e investigado entre os estudiosos (HAFEZ; YOUSEF; HARAG, 2018a). Esta tecnologia pode ser implantada de diferentes formas, entre as quais:

- **Trackers de um eixo:** são sistemas que utilizam de apenas um ponto de pivô para rotação, demonstrados na Figura 20 (A) e (B). Esse sistema pode ser implantado de duas formas: rastreamento horizontal, rastreamento vertical. O rastreamento horizontal é mais utilizado em regiões tropicais (modelo mais utilizado no Brasil), o eixo de rotação é alinhado com a direção Norte-Sul e os módulos fotovoltaicos acompanham o movimento solar no sentido Leste-Oeste. O rastreamento vertical é mais utilizado em locais com latitudes elevadas o eixo de rotação é alinhado com a direção Leste-Oeste e os módulos fotovoltaicos acompanham o movimento solar no sentido Norte-Sul. Como desvantagens deste tipo de *tracker* de um eixo tem-se que o rastreamento do movimento solar é só diário não acompanhando o movimento anual do sol além disso, em dias nublados sua eficiência é bastante reduzida (HAFEZ; YOUSEF; HARAG, 2018b).
- **Tracker com dois eixos:** é mais complexo e possui um custo mais elevado comparado ao tracker de um eixo. Este tipo de rastreador utiliza dois pontos de pivô na movimentação conforme Figura 20 (C) e (D). Uma das principais aplicações do tracker de dois eixos são as usinas heliotérmicas que são empreendimentos baseados em tecnologia de concentração da energia solar. Certamente, a maior vantagem do uso do sistema com dois eixos é que este acompanha não só o movimento diário, mas também leva em consideração a altitude do sol que varia durante o ano. Uma das desvantagens deste sistema deve-se ao facto de ser necessário uma estrutura bastante robusta para

suportar todo o equipamento. Para além disso, em locais com velocidades elevadas do vento é necessário o bloqueio dos motores, estando sujeito a grandes esforços. O fato de envolver dois eixos de rotação torna o sistema mais complexo, tornando-o menos atrativo manutenção.

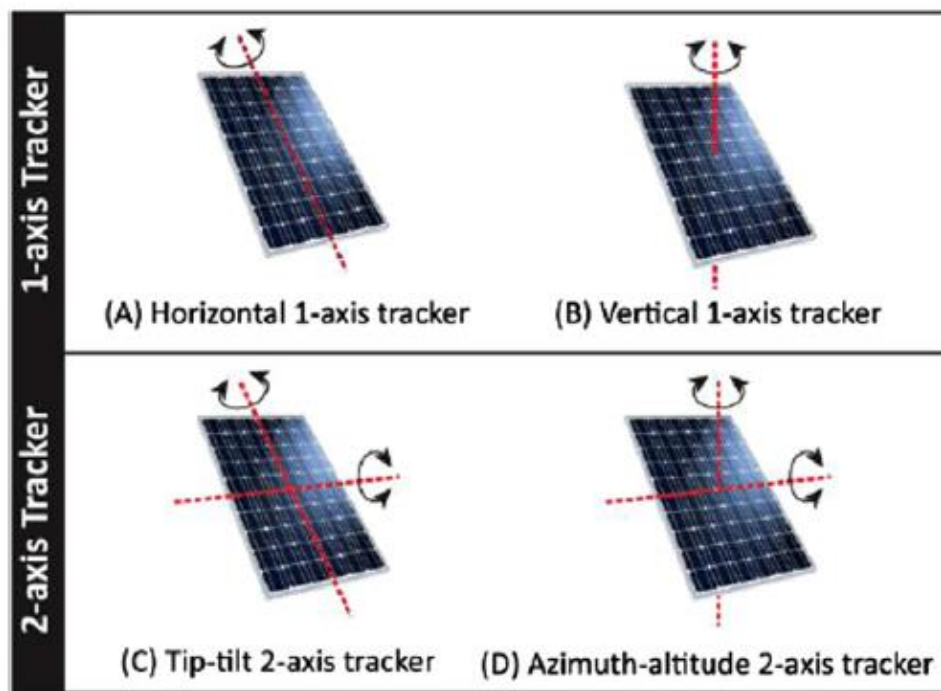


Figura 20 - Tipos de tracker (HONG et al., 2016).

- **Seguidor solar polar** possui um eixo único, porém dois sentidos de rotação. O eixo de rotação é posicionado perpendicular ao movimento do Sol, orientado no sentido Norte-Sul fazendo o movimento no sentido Leste-Oeste, conforme ilustrado na Figura 21. Este sistema é ideal para locais afastados da linha do Equador, pois é possível o ajuste da inclinação dos módulos solares. Seguidor Polar de Eixo Único é simples de implementar e é um seguidor com grande eficiência, pois nos Equinócios da Primavera e Outono a incidência solar estará perpendicular aos módulos.

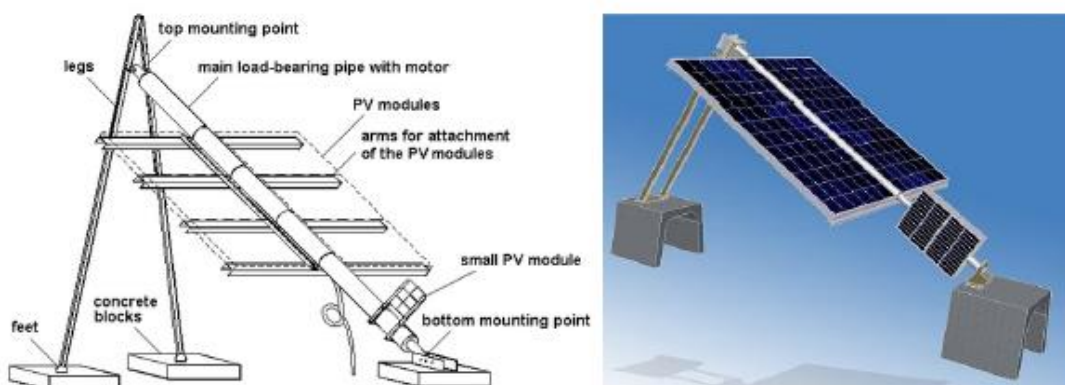


Figura 21 - Seguidor Polar de um eixo. Fonte: (CORTEZ, 2013).

### 2.6.2. Sistema passivo

O sistema de rastreamento passivo depende da expansão térmica dos materiais ou de um desequilíbrio na pressão entre dois pontos em ambas as extremidades do rastreador, onde geralmente estes materiais como um fluido (líquido ou gás). O fluido se insere em dois reservatórios, que são opostos entre si conforme mostrado na Figura 22. com o desenho específico em vaporizar o fluido e alterar suas características em relação à mudança no caminho do sol com o tempo. O movimento do sistema se dá pelo transporte do fluido condensado do reservatório de maior incidência para o menor.

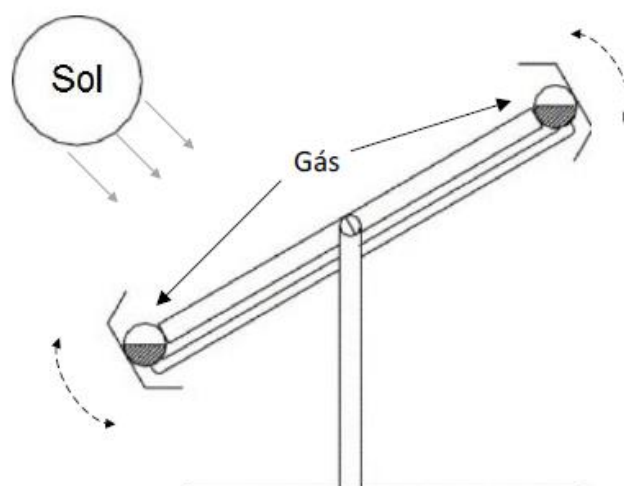


Figura 22 - Sistema de rastreamento passivo Fonte: (CORTEZ, 2013).

Este tipo de seguidor é pouco utilizado devido ao fato de ter baixa precisão e só ser aplicável em locais que sofram uma variação térmica suficiente para provocar a expansão do gás. A vantagem é o fato de ser muito simples e de não usar motores para o movimento.

### 2.6.3. Algoritmo de Backtracking

*Trackers* com sistema de rastreamento solar ativo que utilizam algoritmo de posicionamento solar são baseados em fórmulas matemáticas astronômicas que calculam o caminho solar de acordo com a localização da planta e do dia do ano. O objetivo é manter o plano dos módulos fotovoltaicos sempre perpendiculares à radiação solar incidente.

Como já mencionado anteriormente, um dos maiores problemas que afeta o desempenho de uma usina fotovoltaica é o sombreamento entre módulos (SATPATHY; SHARMA, 2019). Uma possível solução para este problema poderia ser o aumento significativo da distância entre as fileiras de módulos, porém diminuiria muito o *GCR* e aumentaria de forma significativa os custos do projeto com compra/aluguel de terreno.

Neste sentido, foi desenvolvida uma estratégia chamada de *backtracking* que funciona basicamente como um “trackeamento” reverso. Nos períodos de maior sombreamento (começo e final do dia) tem-se variação do ângulo de inclinação dos módulos para que as sombras de uma fileira não sejam projetadas na fileira de trás (ANTONANZAS *et al.*, 2018), conforme demonstrado na Figura 23 (a).

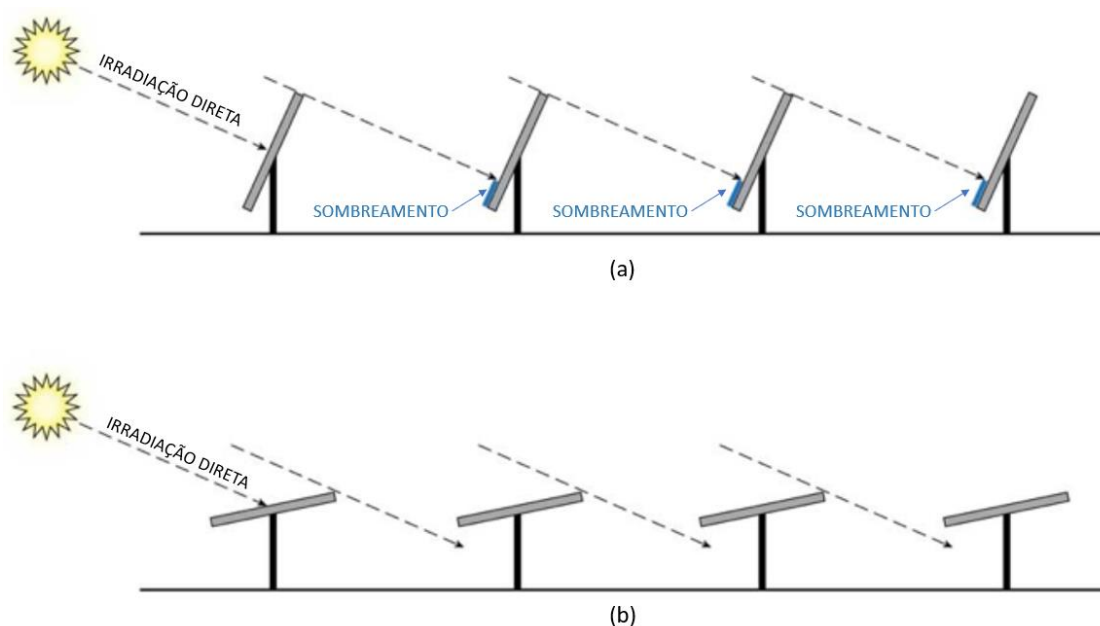


Figura 23 - Ação do sistema de *backtracking*: (a) Sombreamento entre fileiras de módulos em situações em que o sol está mais baixo. (b) reposicionamento angular dos módulos com o objetivo de evitar o sombreamento entre fileiras. Fonte: (GRANA, 2020) (ADAPTADO).

Após o acionamento do sistema *backtracking* o plano dos módulos não fica perpendicular à irradiação solar (Figura 23 (b)), que não é a situação ideal para geração de energia. Entretanto, esta perda na geração devido ao reposicionamento angular é inferior as perdas causadas pelo sombreamento (ANTONANZAS *et al.*, 2018).

O sombreamento parcial dos módulos fotovoltaicos é muito prejudicial para a performance da planta, podendo causar os chamados *hotspots* e a longo prazo



reduzir a vida útil dos módulos. Com o *backtracking* é possível eliminar este problema, reduzindo custos com manutenções e troca de componentes. Ao mesmo tempo tem-se um maior aproveitamento do terreno devido a possibilidade de diminuição do *pitch* do projeto, elevando o *GCR* e a geração de energia por metro quadrado (FERNÁNDEZ-AHUMADA *et al.*, 2020). Comparando um sistema de um eixo comum com um sistema que utiliza *backtracking* há uma economia de área de até 30% (D. PANICO, P. GARVISON, 1991). Dessa forma, a aplicação de *trackers* com sistema de *backtracking* em plantas fotovoltaicas garante um ganho energético considerável e economicamente viável, conforme será apresentado nos próximos capítulos deste trabalho.

### **3. METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO**

### 3.1. Software PVSyst

O *software* utilizado neste trabalho para estimativa de produção de energia gerada é o PVSyst. Este é, por sua vez, um dos *softwares* mais difundidos mundialmente para dimensionar usinas fotovoltaicas e avaliar a geração de energia das mesmas.

Para realização das simulações, o PVSyst possui bases de dados meteorológicos consolidadas mundialmente que utilizam diversas formas de interpolação de dados. No próprio programa há várias bases disponíveis (Meteonorm, PVGIS, Nasa etc.), além de ser possível importar dados de outras fontes.

O modelo físico utilizado pelo *software* para a transformação da irradiação global horizontal para orientada no plano do módulo é o Modelo Perez. O modelo Perez-Ineichen (PEREZ *et al.*, 1990) utiliza uma metodologia de cálculo sofisticada onde as componentes da irradiância solar são tratadas separadamente e introduz a chamada “*horizon band*” como uma terceira componente da irradiação difusa. Ele divide o céu em setores, e parametriza a transformação da radiação solar de acordo com correlações estabelecidas na base de dados de várias dezenas de locais de medições distribuídos ao redor do mundo (PVSYST, 2020).

#### 3.1.1. Fatores de perdas do PVSyst

As perdas consideradas nas simulações são aplicadas na produção anual de referência  $Y_r$  (*reference yield*), definida pela equação abaixo:

$$Y_r = P_{STC} \cdot \frac{IGI}{G_{STC}} \quad (2)$$

Onde  $P_{STC}$  é a soma das potências nominais dos módulos nas condições STC (*Standard Test Conditions*), IGI é a irradiação global no plano inclinado (plano dos módulos) sem considerar perdas por sombreamento interno e externo,  $G_{STC}$  é a irradiância nas condições STC. As condições STC são as condições de teste padrão com irradiação solar  $1000\text{W}/\text{m}^2$ , temperatura da célula de  $25^\circ\text{C}$  e distribuição espectral de 1,5.

A produção de referência equivale à produção de energia de um sistema fotovoltaico com razão de performance de 100%. Para os fatores de perdas considera-se (MOTTA, 2017):

- Produção de energia nominal do arranjo em STC:

$$Y_{STC} = Y_r \times (1 - L_{ext.shading}) \times (1 - L_{int.shading}) \times (1 - L_{ang.}) \times (1 - L_{soiling})$$

Onde:

- $L_{ext.shading}$  - perdas por sombreamento externo;
- $L_{int.shading}$  - perdas por sombreamento interno;
- $L_{ang.}$  - perdas angulares;
- $L_{soiling}$  - perdas por sujeira.

- Produção de energia MPPT do arranjo:

$$Y_{MPPT} = Y_{STC} \times (1 - L_{Ir.level}) \times (1 - L_{temp.}) \times (1 - L_{ele.shadings}) \times (1 - L_{Pnom.}) \\ \times (1 - L_{LID}) \times (1 - L_{spectral}) \times (1 - L_{spectral}) \times (1 - L_{mismatch}) \\ \times (1 - L_{ohmics})$$

Onde:

- $L_{Ir.level}$  - perdas pelo nível de irradiância;
- $L_{temp.}$  - perdas por temperatura;
- $L_{ele.shadings}$  - perdas elétricas pelo sombreamento;
- $L_{Pnom.}$  - perdas por tolerância sobre a potência nominal dos módulos;
- $L_{LID}$  - perdas por LID;
- $L_{spectral}$  - perdas espectrais;
- $L_{mismatch}$  - perdas por mismatch;
- $L_{ohmics}$  - perdas ôhmicas no cabeamento.

- Produção Anual de Energia P50:

$$Y_{P50} = Y_{MPPT} \times (1 - L_{inverter}) \times (1 - L_{PMPPT.}) \times (1 - L_{ele.shadings})$$

Onde:

- $L_{inverter}$  - perdas por eficiência conversão do inversor;
- $L_{PMPPT.}$  - perdas por controle de potência máxima MPPT.

A seguir são descritos os fatores de perdas considerados para o cálculo da produção de energia.

- **Perdas por sombreamento externo – horizonte:** As perdas por sombreamento externo são calculadas utilizando-se a linha de horizonte pelo software PVsyst para cada intervalo de simulação (hora em hora);
- **Perdas por sombreamento interno - entre fileiras e objetos distantes:** As perdas por sombreamento interno, isto é, a sombra de uma fileira de módulos nas demais fileiras são calculadas baseadas no modelo geométrico de montagem das séries para cada intervalo da simulação (hora em hora);

- **Perdas angulares:** A irradiação resultante sobre os módulos está sujeita a perdas devido à refletividade angular (efeito do ângulo de incidência) sobre a superfície dos módulos fotovoltaicos. A intensidade dos efeitos depende da posição relativa do sol e do plano do módulo. A precisão do cálculo das perdas de refletividade angular depende das propriedades específicas da superfície do módulo (grau de sujeira, revestimento antirreflexo, textura, etc.);
- **Perdas por sujeira:** As perdas por sujeira reduzem a transmissão de radiação solar da atmosfera para o módulo fotovoltaico. Dependem da deposição de poeira nos módulos, da lavagem através da chuva (a inclinação e as características da superfície do módulo alteram essa lavagem pela chuva) e da remoção de sujeira por limpeza;
- **Perdas por nível de irradiância:** A eficiência dos módulos fotovoltaicos altera-se para diferentes níveis de irradiação incidente sobre o módulo. O software PVsyst calcula as perdas relacionadas à diferença entre a geração nas condições STC e nas condições reais;
- **Perdas por temperatura:** A potência dos módulos fotovoltaicos é ensaiada em condições padronizadas de laboratório (STC). Em condições reais, com a temperatura do módulo muito acima de 25 °C (STC), a eficiência do módulo e conseqüentemente a produção da usina fotovoltaica é bem inferior. A diferença de produção de energia nas condições reais e nas condições de laboratório (STC) é denominada “perdas por temperatura”;
- **Perdas elétricas pelo sombreamento:** Resultantes da incompatibilidade de resposta elétrica dos módulos em série e séries fotovoltaicas em paralelo: em uma série de módulos (ou células), a corrente total é sempre determinada pela corrente na célula mais fraca, no caso as que estão sombreadas nas bordas das mesas.
- **Perdas pela qualidade do módulo:** As perdas pela qualidade dos módulos é uma perda relacionada à faixa de tolerância dos módulos em relação à potência nominal dos mesmos;
- **Perdas ôhmicas no sistema de distribuição CC (corrente contínua):** As perdas ôhmicas no sistema de distribuição de corrente contínua (CC) incluem as perdas no conjunto de cabos, caixas de conexão, fusíveis e bornes de contato. A queda de tensão nas condições STC foi avaliada em 1%. Com base nessa queda de tensão o programa PVsyst calcula para cada intervalo de tempo o carregamento dos condutores e as respectivas perdas de energia;
- **Perdas por LID:** LID (*Light Induced Degradation*) é uma perda no desempenho do módulo que surge nas primeiras horas de exposição ao sol, com módulos cristalinos. Se os módulos são classificados de acordo com seu teste flash para determinar sua classe de potência nominal, o LID vai realmente representar uma perda em relação às condições STC. A perda LID está relacionada com a qualidade de fabricação do *wafer*, e pode ser da ordem de 1% a 3% ou até mesmo mais.

### 3.2. Base de dados meteorológica

Os dados meteorológicos são o ponto de partida da simulação de geração da planta. Existem diferentes fontes de dados meteorológicos disponíveis, cada uma delas tem seu método de interpolação de dados e geração do chamado ano meteorológico típico (TMY), que é o conjunto de dados utilizados para simulação em uma determinada localização.

No *software* PVSyst estão disponíveis as bases de dados mais populares: a Meteororm 8.0, NASA-SSE, PVGIS TMY, NREL/ NSRDB e Solcast. Há ainda outras fontes pagas que podem ser importadas para o programa como Helioclim, SolarGis, Vaisala, etc.

#### 3.2.1. Ano meteorológico típico (TMY)

Durante um ano as variáveis meteorológicas não se comportam de maneira linear. Além disso, os dados podem variar muito comparando o mesmo período entre dois anos distintos. Com o objetivo de prever o comportamento médio dessas variáveis para a simulação de usinas, é necessário a criação de um TMY (*typical meteorological year*). O cálculo do TMY feito a partir de medições locais, feitas por estações meteorológicas, por um período longo. Dessa forma, é possível prever de maneira mais precisa o comportamento meteorológico de um local.

As variáveis que compõem o TMY são:

- Irradiação Global Horizontal;
- Temperatura Ambiente;
- Umidade relativa do ar;
- Índice pluviométrico;
- Velocidade do vento.

#### 3.2.2. Dados HelioClim-3v5

A base de dados que será utilizada neste trabalho nas simulações do próximo capítulo é o banco de dados de irradiação solar na superfície terrestre HelioClim-3v5. Esse é baseado em estimativas de irradiação em solo, usando as imagens Meteosat de Segunda Geração. Foi desenvolvido pelo Centro de Observação, Impactos e Energia da Universidade Francesa de Engenheiros MINES ParisTech e ARMINES. As principais características dos dados são (MOTTA, 2017):

- Área de cobertura: -66° a 66° em latitude e longitude;
- Período de dados: Desde 01 de Fevereiro de 2004 até 2 dias atrás;
- Resolução espacial: dependente do ângulo em que a terra é vista, para o Brasil tipicamente
- 4,5 km x 5 km;
- Resolução temporal: 15 minutos;

- Dados disponíveis: IGH, IDH, IDN entre outros;
- Correção por altitude mais atual (SRTM), com resolução de aproximadamente 90x90 m<sup>2</sup>
- e 10 metros de precisão;
- Correção por horizonte para cada ponto usando também o SRTM;
- Uso do método de Ruiz-Arias 2009 para a decomposição de IGH em IDH e IDN;
- Banco de dados McClear para a turbidez (melhor resolução espacial e temporal);

O modelo de transferência HelioSat-2 trabalha com imagens no espectro visível: quanto mais branco o pixel, maior a nebulosidade. Para calcular a razão de nuvens, para cada pixel da imagem Meteosat, o pixel em condições de céu limpo é comparado com o pixel em condições de céu atual. Com base na nebulosidade calcula-se a redução da irradiação em solo (BEYER; COSTANZO; HEINEMANN, 1996).

Os valores horários de IGH e IDN do banco de dados HC3v5 foram comparados com 29 estações terrestres da REDE BSRN na Europa, África e América Latina, considerando-se ângulos zenitais inferiores a 78° (equivalente a um ângulo de elevação superior a 12°). Os resultados obtidos dessa validação, baseados nas somas mensais dos valores horários de irradiação, indicam uma correlação excelente entre os valores medidos em solo e da base HC3v5. O fator de correlação médio é de 0,997. O percentil 80 do bias de todas as estações avaliadas é de 3,94%, quer dizer que para 80% das estações a base de dados HC3v5 possui um bias inferior 3,94%. Para dados meteorológicos é a convenção de interpretar este valor como incerteza padrão. (MOTTA, 2017)

### **3.3. ANÁLISE DE CASO: UFV STELLA MARIS 2,3 MW**

Neste trabalho, serão analisados os dados de geração de uma usina fotovoltaica chamada UFV Stella Maris, com potência instalada de 2,59 MWp, localizada no município de Baldim-MG, com uma área total de 8,70 hectares e pertence à empresa Remotia Infraestrutura SA.



Figura 24 - Foto de Satélite do local de instalação da UFV Stella Maris. Fonte: Google Earth.

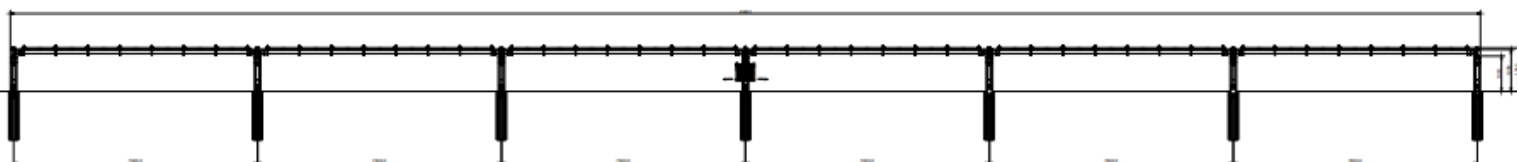
A UFV Stella Maris foi construída no ano 2020 e iniciou sua operação em janeiro de 2021 com 82% de sua capacidade total instalada, a partir de maio de 2021 a usina já estava operando com 100% da potência de módulos instalada. Na Tabela 2 abaixo estão descritas as especificações técnicas da planta em questão.

Especificações Técnicas UFV Stella Maris	
<b>Inversores</b>	
Fabricante	Ingeteam
Modelo Inversor instalado	Ingecon Sun 100TL
Potência do inversor (kW)	100
Quantidade de inversores	23
Potência CA instalada (kW)	2.300
<b>Módulos Fotovoltaicos</b>	
Modelo Módulo Instalado	BYD335PHK-36
Potência do módulo (kWp)	0,335
n° de módulos por <i>string</i>	21
Quantidade de módulos até abril/2021	6.300
Quantidade de módulos após abril/2021	7.728
Potência CC instalada até abril/2021 (kWp)	2.110,50
Potência CC instalada após abril/2021 (kWp)	2.588,88
<b>Tracker</b>	
Fabricante	Convert Brasil
Tipo de tracker	1 eixo N-S
Modelo tracker instalado	TRJHT42PDR-WS
n° de módulos por tracker	42
Ângulo de inclinação	±55,6°
<i>Pitch</i> (m)	6,00

Tabela 2- Especificações Técnicas UFV Stella Maris.

Na usina em questão, foi utilizado o sistema de *trackers* fornecidos pela Convert Brasil, no modelo TRJHT42PDR-WS, que é do tipo monofila com os módulos na posição retrato. Neste caso, tem-se quarenta e dois módulos por motor, ou seja, duas *strings* por mesa. A distância entre eixos (*pitch*) deste projeto é de 6 metros, o que representa um *Ground Covered Ratio (GCR)* de 33,40%.

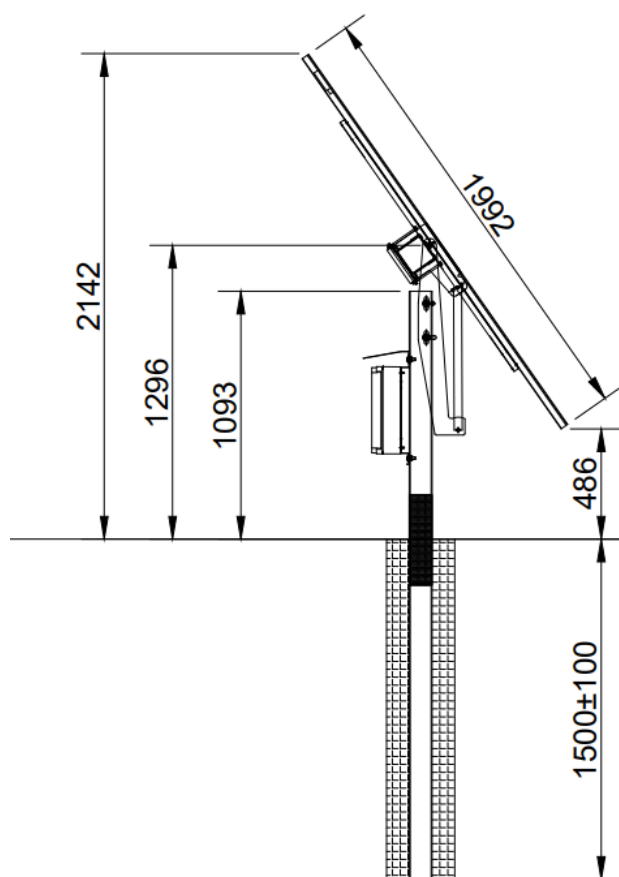
TRJHT42PDR - front view



TRJHT42PDR - top view

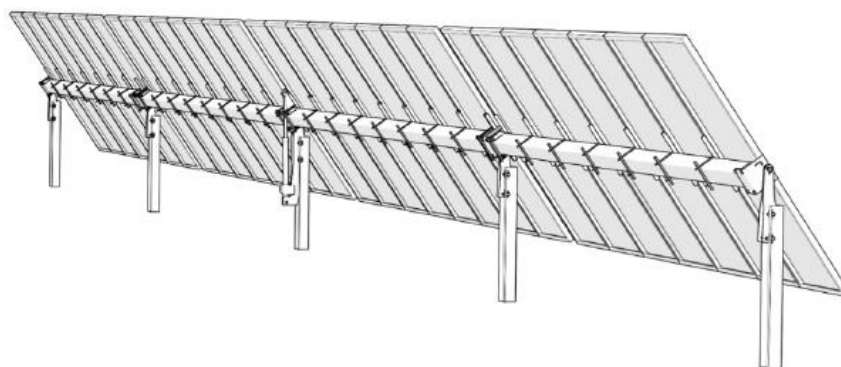


(a)



(b)





(c)

Figura 25 - Projeto TRJHT42PDR-WS. Fonte: (Convert Brasil)

A Figura 25 apresenta as vistas de projeto do *tracker*, em (a) temos as vistas de frente e de cima do equipamento, os módulos fotovoltaicos são divididos em seis vigas principais (*main beams*) com o motor localizado na estaca central. Na Figura 25 (b) tem-se a vista lateral do equipamento na chamada *work position*, ou seja, com o módulo inclinado com o ângulo máximo de  $55,6^\circ$ . E na Figura 25 (c) tem-se uma imagem 3D do equipamento onde pode-se observar a fixação dos módulos na estrutura metálica. Este modelo de seguidor solar utiliza algoritmo astronômico para executar o movimento no sentido Leste-Oeste ao longo do dia. Na figura 26 tem-se uma foto aérea dos *trackers* instalados na UFV Stella Maris.



Figura 26 - TRJHT42PDR-WS instalado na usina Stella Maris. Fonte: Autor.

A Figura 27 mostra o layout geral com a distribuição dos equipamentos na área da usina e a Figura 28 é uma foto aérea da usina já instalada.

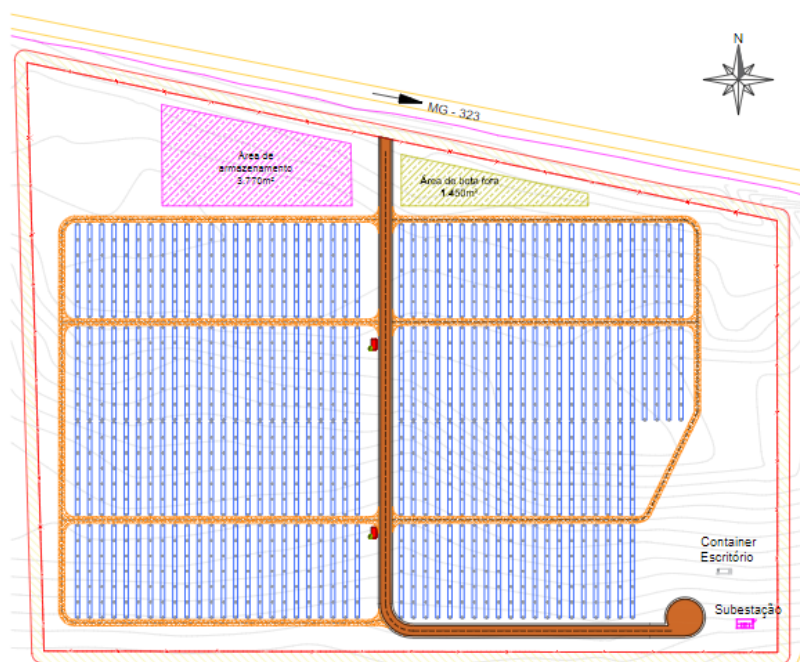


Figura 27 - Layout da UFV Stella Maris. Fonte: Autor.



Figura 28 - UFV Stella Maris instalada. Fonte: Autor.

### 3.3.1. Estação Meteorológica

Foi instalada na UFV Stella Maris uma estação meteorológica aproximadamente 6 meses antes do início de sua operação para a medição dos dados meteorológicos do local. O esquema mostrado na Figura 29 mostra os equipamentos que foram instalados e a Figura 30 mostra a instalação dos equipamentos em campo.

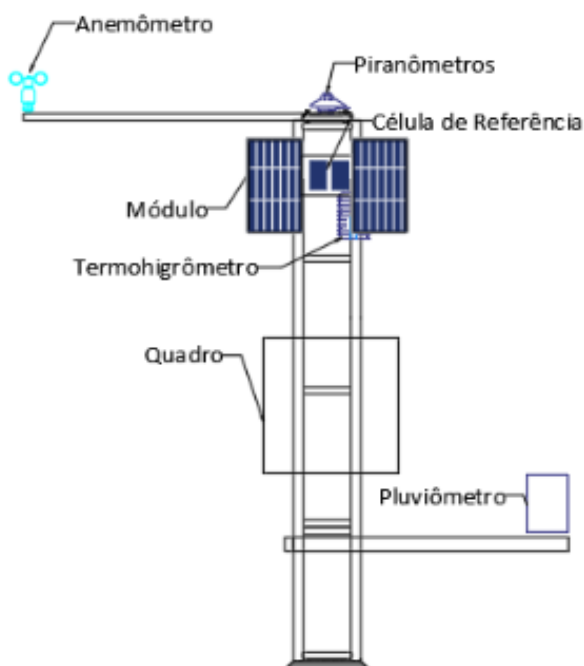


Figura 29 - Estação meteorológica. Fonte: Autor.

Os equipamentos instalados são:

- Anemômetro: medição da direção e velocidade do vento;
- Termohigrômetro: medição da temperatura e umidade do ar;
- Pluviômetro: medição da precipitação do local;
- Célula de referência: medição da irradiação solar direta;
- Piranômetro: medição da irradiação solar global no plano horizontal;
- Módulos fotovoltaicos: responsáveis pela geração de energia para alimentação da bateria localizada no quadro;
- Quadro: abriga a bateria e o *datalogger* responsável por registrar as medições e enviar para o servidor de dados;



Figura 30 - Estação meteorológica instalada na UFV Stella Maris. Fonte: Autor

O software PVSyst permite que os dados mensais registrados pela estação sejam importados e utilizados como *input* para simulações de geração da usina. Esta análise será realizada no próximo capítulo.

## 4. RESULTADOS

Neste capítulo, serão apresentadas as simulações realizadas no PVSyst utilizando os dados da UFV Stella Maris (Tabela 2) nas seguintes situações:

- **Caso I:** Comparação da geração de energia da usina no ano 1 real e a estimativa de geração simulada utilizando a base de dados Helioclim;
- **Caso II:** Comparação da simulação de geração da usina no ano 1 utilizando a base de dados Helioclim com a simulação de geração utilizando os dados coletados pela Estação Meteorológica;
- **Caso III:** Comparação da geração de energia da usina no ano 1 real e a simulação de geração utilizando os dados coletados pela Estação Meteorológica;
- **Caso IV:** Geração da Usina com tracker versus Simulação da Usina com estrutura fixa utilizando os dados da Estação Meteorológica;
- **Caso V:** Simulação com *backtracking* versus Simulação sem *backtracking*.

Antes da implantação da usina, foram realizados todos os cálculos para dimensionamento dos materiais a serem utilizados na usina, e então é elaborado o projeto executivo da usina. Dentre os projetos feitos, é determinado todos o cabeamento (material, bitola, cor, etc), para isso são calculadas as quedas de tensão máxima em cada trecho de cabo. No caso de uma usina fotovoltaica, os principais condutores são:

- Cabeamento de corrente contínua (CC) de baixa tensão: utilizado para a conexão das *strings* de módulos fotovoltaicos até o inversor (pontos 1 a 3 da Figura 31);
- Cabeamento de corrente alternada (CA) de baixa tensão: utilizado para a conexão dos inversores até os transformadores elevadores de tensão (ponto 4 da Figura 31);
- Cabeamento de corrente alternada (CA) de média tensão: utilizado para interligação dos transformadores e a cabine de medição da usina, onde a energia é injetada na rede da concessionária de energia (ponto 5 da Figura 31);

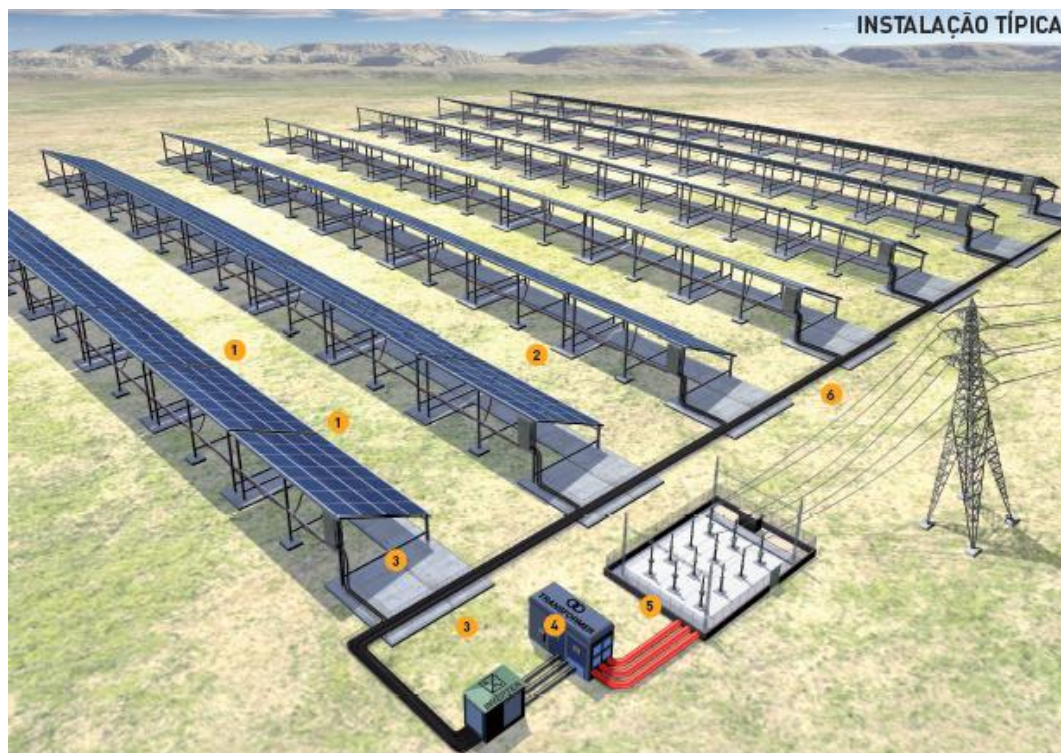


Figura 31 - Exemplo de conexão de uma Usina Fotovoltaica. Fonte: General Cable.

No PVSyst são necessários inserir os parâmetros de perda a serem utilizados nas simulações. Nas simulações realizadas neste trabalho, para as perdas de cabeamento (perdas ôhmicas CC, CA Baixa tensão e CA Média Tensão) foram utilizados os resultados dos cálculos do projeto da UFV Stella Maris, que são os valores máximos encontrados para a queda de tensão nos trechos de cada tipo de cabo. Para os demais valores de perda foram utilizados os valores *default* do *software*. Os *inputs* de perdas estão sumarizados na Tabela 3.

Perdas	%
Perdas ôhmicas CC	0,55%
Perdas ôhmicas CA (Baixa Tensão)	1,95%
Perdas ôhmicas CA (Média Tensão)	1,00%
Qualidade do módulo	-0,80%
Perdas por LID	2,00%
<i>Mismatch</i>	2,00%
<i>Mismatch nas strings</i>	0,10%
Perda por sujeira	3,00%

Tabela 3 – Perdas consideradas nas simulações.

#### 4.1. Caso I – Geração Real da Usina versus Simulação com a Base de Dados Helioclim

Caso I – Geração Real da Usina versus Geração Prevista da Base de Dados Helioclim			
Mês	Geração Real (kwh)	Geração Helioclim (kWh)	Comparação (%)
Janeiro	366.800	413.877	-11,37%
Fevereiro	281.400	349.561	-19,50%
Março	392.000	383.498	2,22%
Abril	397.600	353.747	12,40%
Mai	382.200	416.407	-8,21%
Junho	369.600	350.755	5,37%
Julho	407.200	390.507	4,27%
Agosto	435.400	493.007	-11,68%
Setembro	456.400	479.135	-4,75%
Outubro	382.200	446.744	-14,45%
Novembro	392.000	417.637	-6,14%
Dezembro	404.600	459.553	-11,96%
<b>Total</b>	<b>4.667.400</b>	<b>4.954.428</b>	<b>-5,79%</b>

Tabela 4 – Dados Caso I.

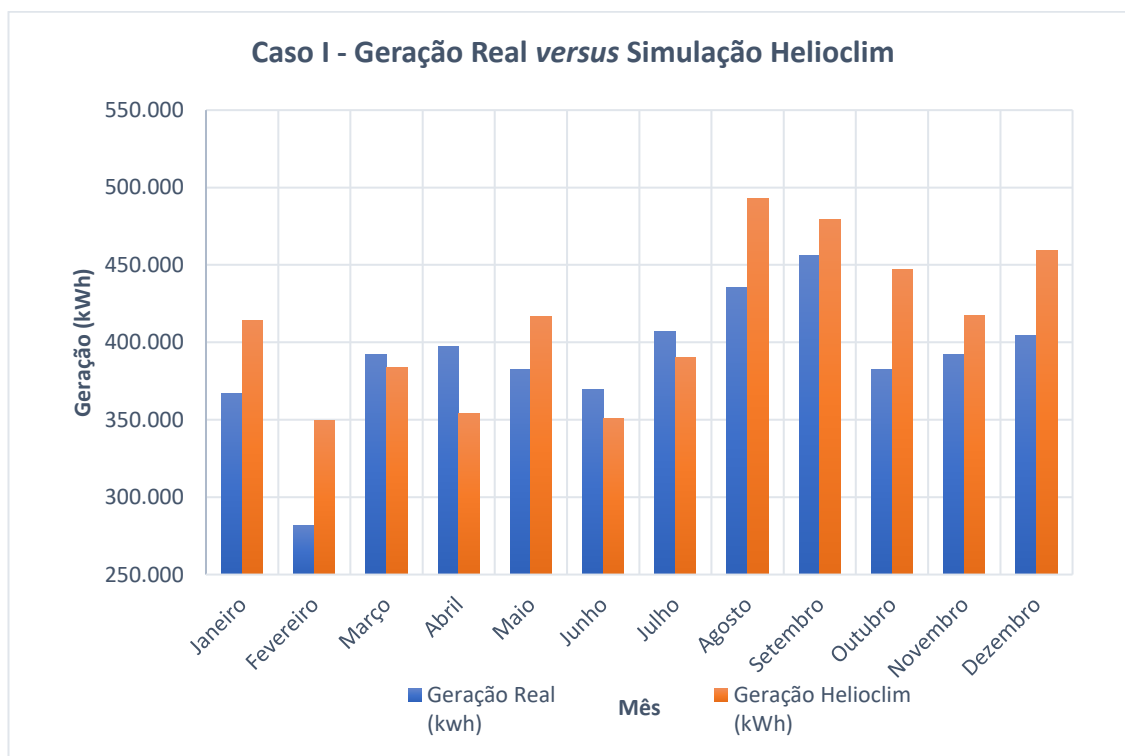


Gráfico 1 – Caso I: Geração Real da Usina versus Simulação com a Base de Dados Helioclim.

Comparando a geração real da usina no período observado (azul) com os dados previstos pelo ano meteorológico típico da base de dados Helioclim (laranja), observa-se que a geração anual da usina foi aproximadamente 6% inferior ao valor estimado pelo TMY. Essa diferença pode ser justificada comparando aos dados medidos pela estação meteorológica com os valores considerados pelo Helioclim (HC3), conforme a Tabela 5 abaixo.

	IGH mensal (kWh/m <sup>2</sup> )			Velocidade do vento (m/s)			Temperatura Ambiente (°C)		
	Valores medidos (kWh/m <sup>2</sup> )	Valores HC3 (kWh/m <sup>2</sup> )	Comparação (%)	Valores medidos (m/s)	Valores HC3 (m/s)	Comparação (%)	Valores medidos (°C)	Valores HC3 (°C)	Comparação (%)
Janeiro	185,08	190,70	-2,9%	0,94	3,68	-74,4%	24,33	22	10,6%
Fevereiro	142,05	171,30	-17,1%	0,68	2,96	-77,0%	23,46	22	6,6%
Março	177,94	174,60	1,9%	0,75	2,86	-74,0%	23,68	22,8	3,9%
Abril	153,24	157,00	-2,4%	0,69	2,98	-77,0%	22,55	22,3	1,1%
Mai	141,36	145,40	-2,8%	0,63	3,39	-81,4%	18,45	19,2	-3,9%
Junho	130,80	130,90	-0,1%	0,88	3,32	-73,5%	18,92	20,1	-5,9%
Julho	148,18	146,80	0,9%	1,11	3,19	-65,2%	18,69	20	-6,6%
Agosto	161,41	171,40	-5,8%	1,16	4,01	-71,1%	20,19	20,9	-3,4%
Setembro	176,73	175,30	0,8%	1,51	4,22	-64,2%	24,24	22,7	6,8%
Outubro	164,09	171,50	-4,3%	1,46	3,64	-60,0%	24,06	23,8	1,1%
Novembro	166,40	162,00	2,7%	1,14	3,89	-70,7%	23,63	21	12,5%
Dezembro	174,19	178,70	-2,5%	0,99	2,98	-66,8%	23,86	23	3,7%
<b>Total</b>	<b>1.921,47</b>	<b>1.975,60</b>	<b>-2,7%</b>	<b>0,99</b>	<b>3,43</b>	<b>-71,0%</b>	<b>22,17</b>	<b>21,65</b>	<b>2,4%</b>

Tabela 5 - Comparação inputs meteorológicos Caso I.

Conforme indicado na Tabela 5, os dados de irradiação global horizontal (IGH) medidos são aproximadamente 3% inferiores aos considerados no TMY. Além disso os valores médios de velocidade do vento e temperatura ambiente também apresentam um desvio que impactam diretamente na temperatura de operação do módulo e consequentemente na geração da planta. Essa diferença nos parâmetros meteorológicos de entrada justificam a diferença nos resultados das simulações.



#### 4.2. Caso II: Simulação da Geração da Usina com a Base de Dados Helioclim versus Simulação da Usina Prevista com os dados da Estação Meteorológica

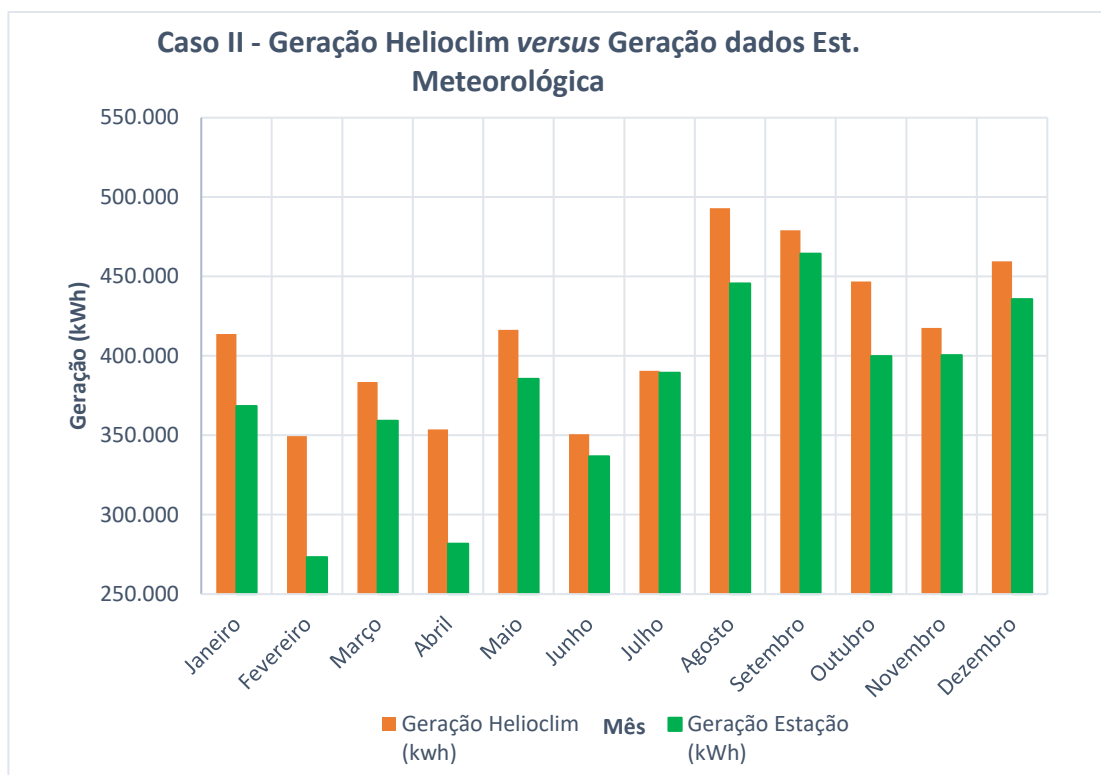
Para realizar essa simulação foi necessário gerar um arquivo meteorológico no PVSyst e com estes dados gerar um ano típico. Os dados coletados pela estação no período de julho/2021 a abril/2022 estão na Tabela 6.

Mês	Temperatura Ambiente (°C)	Umidade relativa do ar (%)	Velocidade do vento (m/s)	IGH diário (kWh/m <sup>2</sup> .dia)	IGH mensal (kWh/m <sup>2</sup> .mês)
Janeiro	24,33	79,14	0,94	5,97	185,08
Fevereiro	23,46	84,34	0,68	5,07	142,05
Março	23,68	78,20	0,75	5,74	177,94
Abril	22,55	77,67	0,69	5,11	153,24
Mai	18,45	76,50	0,63	4,56	141,36
Junho	18,92	74,30	0,88	4,36	130,80
Julho	18,69	67,60	1,11	4,78	148,18
Agosto	20,19	63,28	1,16	5,21	161,41
Setembro	24,24	54,50	1,51	5,89	176,73
Outubro	24,06	65,90	1,46	5,29	164,09
Novembro	23,63	74,71	1,14	5,55	166,40
Dezembro	23,86	78,23	0,99	5,62	174,19

Tabela 6 – Dados coletados pela estação meteorológica.

Caso II – Geração Prevista com a Base de Dados Helioclim versus Geração Prevista com Dados da Est. Meteorológica			
Mês	Geração Helioclim (kwh)	Geração Estação (kWh)	Comparação (%)
Janeiro	413.877	368.395	12,35%
Fevereiro	349.561	273.339	27,89%
Março	383.498	359.206	6,76%
Abril	353.747	281.720	25,57%
Mai	416.407	385.552	8,00%
Junho	350.755	336.839	4,13%
Julho	390.507	389.290	0,31%
Agosto	493.007	445.533	10,66%
Setembro	479.135	464.423	3,17%
Outubro	446.744	399.906	11,71%
Novembro	417.637	400.489	4,28%
Dezembro	459.553	435.712	5,47%
<b>Total</b>	<b>4.954.428</b>	<b>4.540.404</b>	<b>9,12%</b>

Tabela 7 – Dados Caso II.



*Gráfico 2 – Caso II – Simulação com a Base de Dados Helioclim versus Simulação com Dados da Estação Meteorológica.*

Como já esperado, a geração encontrada na simulação com os dados da estação meteorológica (verde) foi inferior ao previsto pelo TMY do HC3 (laranja), da mesma forma que ocorreu no Caso I, pelo fato dos dados meteorológicos de entrada serem diferentes, conforme Tabela 5.

#### 4.3. Caso III – Geração Real da Usina versus Simulação da Usina com os dados da Estação Meteorológica

Caso III – Geração Real da Usina versus Geração da Usina Prevista com os dados da Estação Meteorológica			
Mês	Geração Real (kwh)	Geração Estação (kWh)	Comparação (%)
Janeiro	366.800	368.395	-0,43%
Fevereiro	281.400	273.339	2,95%
Março	392.000	359.206	9,13%
Abril	397.600	281.720	41,13%
Maiο	382.200	385.552	-0,87%
Junho	369.600	336.839	9,73%
Julho	407.200	389.290	4,60%
Agosto	435.400	445.533	-2,27%
Setembro	456.400	464.423	-1,73%
Outubro	382.200	399.906	-4,43%
Novembro	392.000	400.489	-2,12%
Dezembro	404.600	435.712	-7,14%
<b>Total</b>	<b>4.667.400</b>	<b>4.540.404</b>	<b>2,80%</b>

Tabela 8 – Dados Caso III.

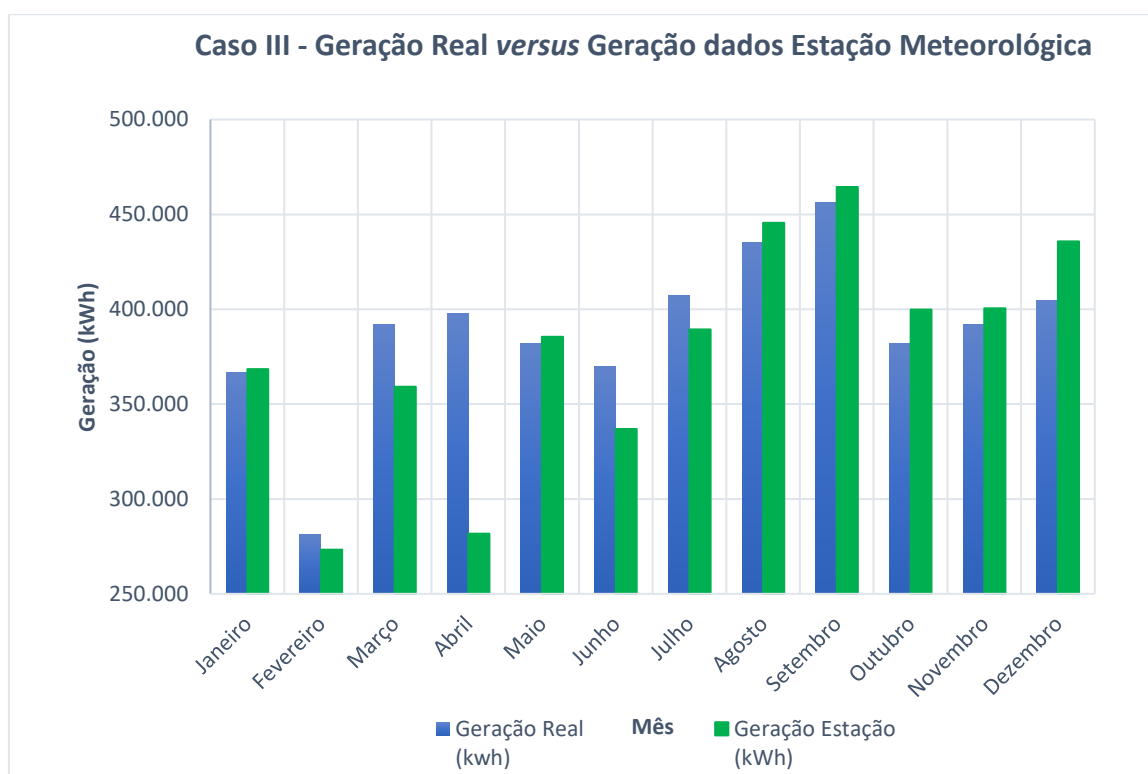


Gráfico 3 – Caso III – Geração Real da Usina versus Simulação com os dados da Estação Meteorológica.

Neste caso, a performance da usina foi apenas 2% superior que o previsto pelo TMY criado com os dados da estação meteorológica. Como os dados meteorológicos são os mesmos do local da usina, este desvio pode ser justificado pelo fato de que os valores de perdas inseridos no caso do cabeamento, são os máximos calculados ou seja, há trechos na usina onde a queda de tensão é menor que a considerada nas simulações. Além disso, os valores reais de perda como sujeira e *mismatch* podem ser menores que os considerados.

Tendo-se uma diferença entre a geração e o resultado simulado relativamente baixo, conclui-se que a simulação representa bem o sistema em questão e pode ser utilizado para as análises financeiras demonstradas a frente. Diferenças maiores são encontradas quando se utiliza o banco de dados Helioclim, como visto anteriormente, já que se tratam de dados estatísticos. Ademais, os resultados de apenas um ano foram analisados. A melhor representatividade do banco de dados seria provavelmente alcançada com uma análise a mais longo prazo.

#### 4.4. Caso IV – Geração Real com tracker versus Simulação da Usina com estrutura fixa utilizando os dados da Estação Meteorológica

Caso IV - Geração da Usina com tracker versus Simulação da Usina com estrutura fixa - Dados da Estação Meteorológica			
Mês	Geração Real (kwh)	Geração eixo fixo (kWh)	Comparação (%)
Janeiro	368.395	278.960	32,06%
Fevereiro	273.339	209.764	30,31%
Março	359.206	295.570	21,53%
Abril	281.720	324.063	-13,07%
Maio	385.552	339.690	13,50%
Junho	336.839	344.088	-2,11%
Julho	389.290	388.047	0,32%
Agosto	445.533	418.270	6,52%
Setembro	464.423	405.257	14,60%
Outubro	399.906	343.033	16,58%
Novembro	400.489	326.625	22,61%
Dezembro	435.712	330.502	31,83%
<b>Total</b>	<b>4.540.404</b>	<b>4.003.869</b>	<b>13,40%</b>

Tabela 9 - Dados Caso IV.

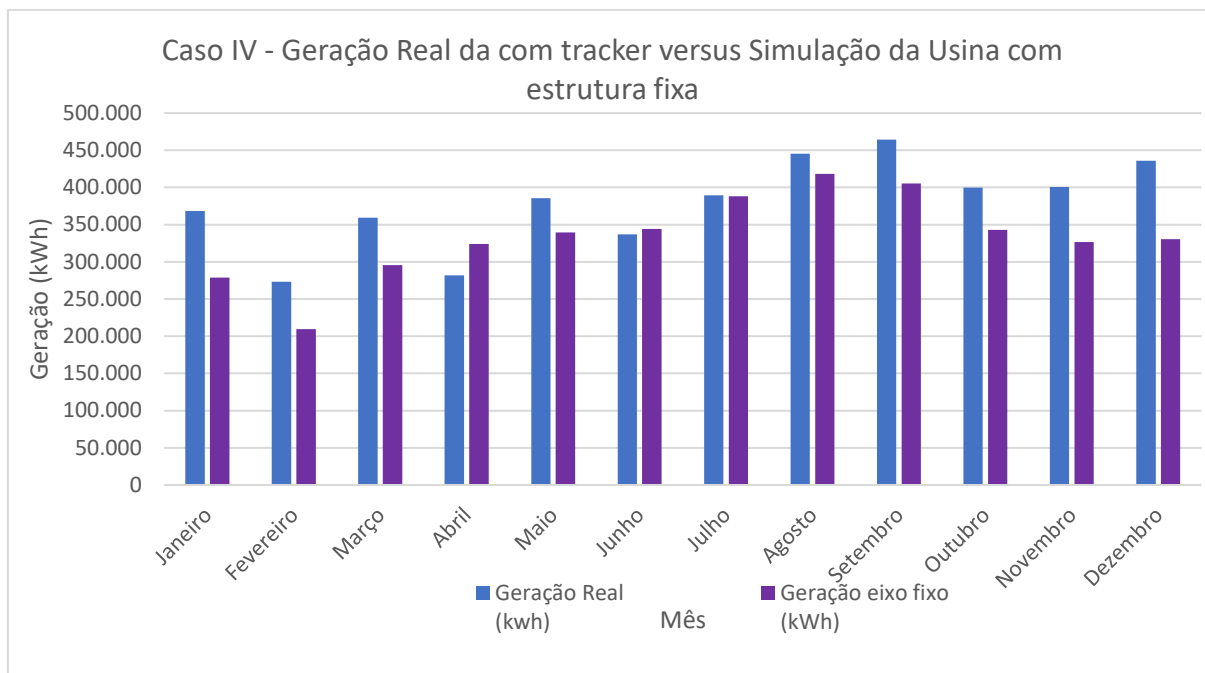


Gráfico 4 – Caso IV – Geração da usina com tracker versus Simulação com estrutura fixa.

Conforme pode ser observado no Gráfico 4, se a usina em questão não utilizasse o sistema de tracker e sim estruturas fixas, a geração de energia elétrica anual prevista seria 13,40% menor. Observa-se nos meses de verão/primavera o ganho na geração com tracker é mais significativa que nos meses de inverno. Isso ocorre devido ao movimento de translação da Terra (Figura 32), nos meses de verão o ângulo entre o sol e a direção Norte é maior, desta forma há mais radiação direta incidindo nos módulos fotovoltaicos, já nos meses de inverno o Sol fica mais inclinado na direção Norte, diminuindo a irradiação solar direta neste período, reduzindo a eficiência do seguidor solar.

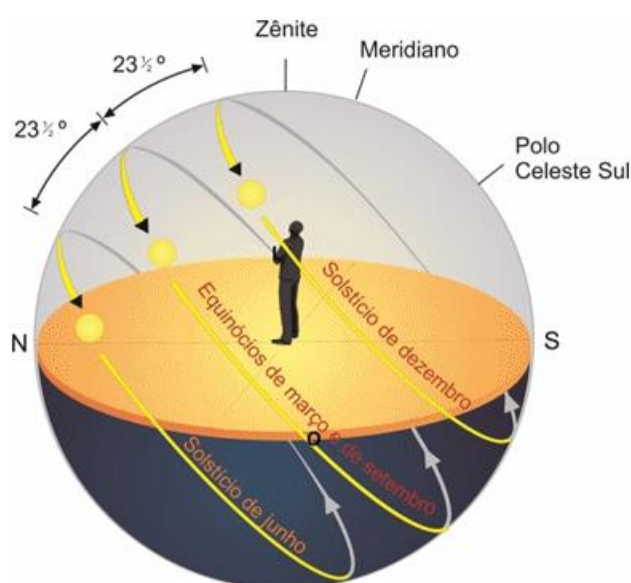


Figura 32 – Trajetória do Sol ao longo do ano. Fonte: (SARAIVA, 2020)

#### 4.5. Caso V – Simulação com *backtracking* versus Simulação sem *backtracking*

Para comparar a geração da usina com e sem o recurso do *backtracking* foi utilizada a base de dados que contém os dados meteorológicos coletados pela estação meteorológica local.

Caso V – Geração com <i>backtracking</i> versus Geração sem <i>backtracking</i> – Base de dados Estação Meteorológica			
Mês	Geração com <i>Backtracking</i> (kWh)	Geração sem <i>Backtracking</i> (kWh)	Comparação (%)
Janeiro	368.395	359.702	2,42%
Fevereiro	273.339	268.243	1,90%
Março	359.206	355.248	1,11%
Abril	281.720	274.646	2,58%
Maió	385.552	370.127	4,17%
Junho	336.839	327.078	2,98%
Julho	389.290	374.941	3,83%
Agosto	445.533	422.895	5,35%
Setembro	464.423	452.752	2,58%
Outubro	399.906	393.782	1,56%
Novembro	400.489	390.300	2,61%
Dezembro	435.712	421.857	3,28%
<b>Total</b>	<b>4.540.404</b>	<b>4.411.571</b>	<b>2,92%</b>

Tabela 10 – Dados Simulação V.

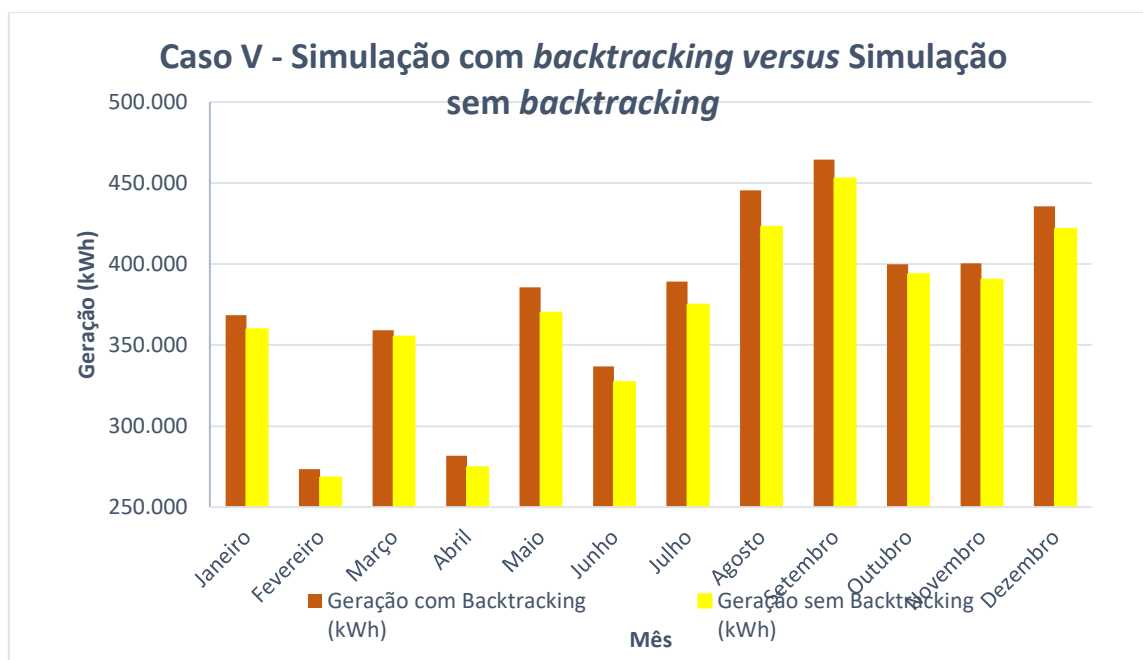


Gráfico 5 – Caso V – Geração com *backtracking* versus Geração sem *backtracking* – Base de dados Estação Meteorológica.

A comparação da geração da planta com e sem o recurso do *backtracking* mostrou uma perda de quase 3% da geração anual quando o recurso não é utilizado. Quando os *trackers* possuem a tecnologia do *backtracking* o ângulo de inclinação das mesas é alterado para que não haja sombreamento entre fileiras, com isso o plano dos módulos não fica na posição mais favorável para geração conforme ilustrado na Figura 33 (b), isto é, perpendicular a radiação solar, porém pelo resultado da simulação V vemos que a perda pela posição “não ideal” dos módulos é inferior à perda causada pelo sombreamento entre fileiras.

Quando o *backtracking* não é utilizado há o sombreamento parcial dos módulos no começo e final do dia, conforme ilustrado na Figura 33 (a), este sombreamento causa a chamada perda elétrica por *mismatch*. É muito comum considerar que quando há sombreamento parcial dos módulos os diodos by-pass limitarão a perda elétrica da série de células fotovoltaicas afetadas, porém isto não é totalmente verdade. Como as células fotovoltaicas estão ligadas em série, quando tem-se um sombreamento na parte de baixo do módulo toda a série é prejudicada e conseqüentemente, toda a *string* que este módulo está conectado também tem sua eficiência comprometida. Além da perda de geração instantânea, o sombreamento entre módulos, pela falta do *backtracking*, pode danificar os módulos a longo prazo e até queimá-los.

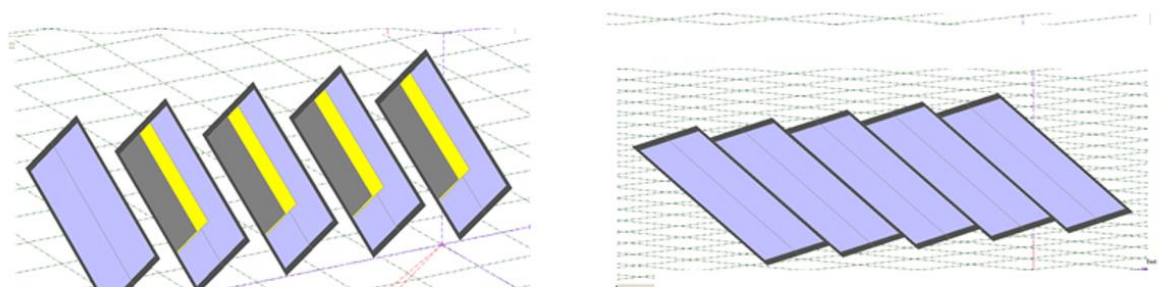


Figura 33 – (a) Sistema de *trackers* sem o *backtracking*: sombreamento entre fileiras. (b) Sistema com *backtracking*: posição dos módulos “não ideal” porém sem sombreamento. Fonte: PVSyst.

#### 4.6. Análise Financeira

Nesta seção serão analisados os seguintes cenários financeiros para os 25 anos de operação de uma usina fotovoltaica:

- Comparação do uso de estrutura fixa *versus tracker*;
- Impacto econômico de utilizar o recurso de *backtracking*.

Para comparar a diferença do retorno financeiro entre as duas soluções será considerado que a UFV Stella Maris foi arrendada para uma comercializadora de créditos de energia, onde o valor pago pelo kWh gerado é igual a 65% do valor cobrado pela concessionária de energia.

Conforme citado no Capítulo 3, durante o primeiro ano de operação da UFV Stella Maris houve um período em que a operação estava reduzida, isto é, com o número de módulos fotovoltaicos menor que sua capacidade total. Por isso, a geração no Ano 02 é maior que a geração no Ano 01.

Utilizando o software PVsyst foram simulados os 25 anos de operação da usina para cada situação.

ANO	Estrutura fixa (kWh)	Tracker (kWh)	Comparação (%)
ANO 01	4.003.869	4.540.404	13,40%
ANO 02	4.302.932	4.841.368	12,51%
ANO 03	4.284.316	4.820.581	12,52%
ANO 04	4.263.344	4.797.139	12,52%
ANO 05	4.240.048	4.771.091	12,52%
ANO 06	4.212.533	4.740.313	12,53%
ANO 07	4.181.313	4.705.389	12,53%
ANO 08	4.149.258	4.669.530	12,54%
ANO 09	4.117.294	4.633.774	12,54%
ANO 10	4.086.336	4.599.143	12,55%
ANO 11	4.060.184	4.569.888	12,55%
ANO 12	4.038.993	4.546.173	12,56%
ANO 13	4.019.340	4.524.177	12,56%
ANO 14	4.000.723	4.503.343	12,56%
ANO 15	3.982.648	4.483.114	12,57%
ANO 16	3.965.476	4.463.897	12,57%
ANO 17	3.948.510	4.444.909	12,57%
ANO 18	3.930.015	4.424.209	12,57%
ANO 19	3.909.130	4.400.832	12,58%
ANO 20	3.885.005	4.373.826	12,58%
ANO 21	3.853.164	4.338.053	12,58%
ANO 22	3.812.660	4.292.704	12,59%
ANO 23	3.769.557	4.244.434	12,60%
ANO 24	3.725.048	4.194.588	12,60%
ANO 25	3.680.302	4.144.478	12,61%

Tabela 11 - Comparação geração nos 25 anos de operação com e sem tracker.



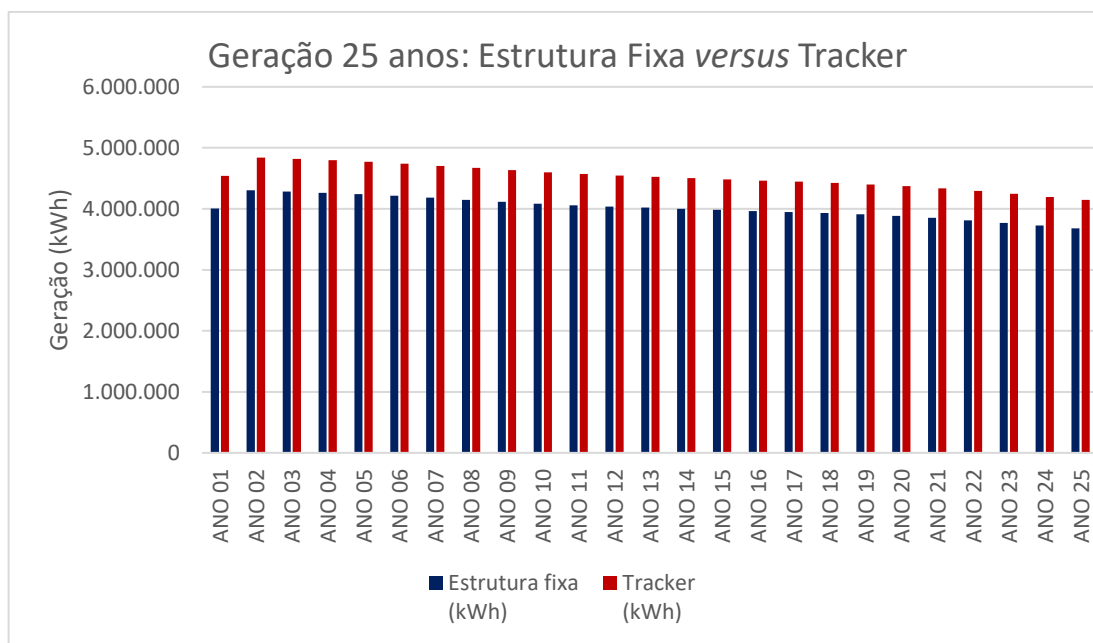


Gráfico 6 - 25 anos de operação: Geração Estrutura Fixa versus Tracker

Nota-se que para o Ano 01 a vantagem do uso do sistema de rastreamento solar é menor do que a encontrada na no caso IV do item 4.5, isto porque os dados que estão sendo utilizados são o da simulação, e não a geração real da usina.

Para a comparação econômica entre as duas soluções levou-se em consideração, além da geração de energia, dois fatores:

- CAPEX: considerou-se que o valor do investimento em uma usina com *trackers* é aproximadamente 12,5% (GUARNIERI, 2017) comparado ao uso de estrutura fixa. Na simulação financeira deste trabalho será utilizado o valor de 15% de diferença no CAPEX entre as soluções;
- O&M: o custo de operação e manutenção de uma usina fotovoltaica com tracker depende muito do fabricante e tecnologia do equipamento. Considerando o modelo do tracker que foi instalado na UFV Stella Maris, a manutenção preventiva estrutural dos trackers é basicamente aperto de parafusos, assim como deve ser feito em estruturas fixas. Porém, deve ser levado em consideração também as manutenções em todo sistema elétrico do tracker assim como possíveis manutenções corretivas como troca de motor. Em termos de comparação, foi considerado o custo de O&M anual como 1% do investimento inicial por ano de operação (GUARNIERI, 2017).

- Premissas Financeiras:

### Premissas Eixo Fixo

Tarifa média Ano 01	0,98 R\$/kWh
Percentual de venda	65%
Inflação	10% a.a
Valor estimado CAPEX	3.910,00 R\$/kWp
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	12%

### Premissas Tracker

Tarifa média Ano 01	0,98	R\$/kWh
Percentual de venda	65%	
Inflação	10%	a.a
Valor estimado CAPEX	4.600,00	R\$/kWp
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	12%	

## 4.6.1. Fluxo de caixa – Estrutura fixa

	Ano 00	Ano 01	Ano 02	Ano 03	Ano 04	Ano 05
Investimento (R\$)	-10.122.520,80					
Geração (kWh)		4.003.869	4.302.932	4.284.316	4.263.344	4.240.048
Tarifa Concessionária (R\$/kWh)		0,98	1,078	1,1858	1,30438	1,434818
O&M		-101.225	-101.225	-101.225	-101.225	-101.225
Receita Bruta (R\$)		2.449.239,35	2.913.838,89	3.200.996,65	3.513.437,79	3.853.177,97
Fluxo de Caixa (R\$)	-10.122.520,80	2.449.239,35	2.913.838,89	3.200.996,65	3.513.437,79	3.853.177,97
Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)	-10.122.520,80	-7.673.281,46	-4.759.442,56	-1.558.445,91	1.954.991,88	5.808.169,84

	Ano 06	Ano 07	Ano 08	Ano 09	Ano 10	Ano 11
Investimento (R\$)						
Geração (kWh)	4.212.533	4.181.313	4.149.258	4.117.294	4.086.336	4.060.184
Tarifa Concessionária (R\$/kWh)	1,5782998	1,73612978	1,909742758	2,100717034	2,310788737	2,541867611
O&M	-101.225	-101.225	-101.225	-101.225	-101.225	-101.225
Receita Bruta (R\$)	4.220.390,79	4.617.320,54	5.049.384,19	5.520.799,37	6.036.503,28	6.607.066,60
Fluxo de Caixa (R\$)	4.220.390,79	4.617.320,54	5.049.384,19	5.520.799,37	6.036.503,28	6.607.066,60
Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)	10.028.560,63	14.645.881,17	19.695.265,36	25.216.064,74	31.252.568,01	37.859.634,61

	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15	Ano 16	Ano 17
Investimento (R\$)						
Geração (kWh)	4.038.993	4.019.340	4.000.723	3.982.648	3.965.476	3.948.510
Tarifa Concessionária (R\$/kWh)	2,796054372	3,075659809	3,38322579	3,721548369	4,093703206	4,503073527
O&M	-101.225	-101.225	-101.225	-101.225	-101.225	-101.225
Receita Bruta (R\$)	7.239.383,42	7.934.154,92	8.696.751,79	9.532.825,35	10.450.537,31	11.456.055,58
Fluxo de Caixa (R\$)	7.239.383,42	7.934.154,92	8.696.751,79	9.532.825,35	10.450.537,31	11.456.055,58
Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)	45.099.018,03	53.033.172,94	61.729.924,73	71.262.750,08	81.713.287,39	93.169.342,96

	Ano 18	Ano 19	Ano 20	Ano 21	Ano 22	Ano 23
Investimento (R\$)						
Geração (kWh)	3.930.015	3.909.130	3.885.005	3.853.164	3.812.660	3.769.557
Tarifa Concessionária (R\$/kWh)	4,953380879	5,448718967	5,993590864	6,59294995	7,252244945	7,97746944
O&M	-101.225	-101.225	-101.225	-101.225	-101.225	-101.225
Receita Bruta (R\$)	12.552.233,74	13.743.611,91	15.034.108,63	16.411.192,17	17.871.496,17	19.445.266,54
Fluxo de Caixa (R\$)	12.552.233,74	13.743.611,91	15.034.108,63	16.411.192,17	17.871.496,17	19.445.266,54
Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)	105.721.576,70	119.465.188,61	134.499.297,24	150.910.489,42	168.781.985,59	188.227.252,13

	Ano 24	Ano 25
Investimento (R\$)		
Geração (kWh)	3.725.048	3.680.302
Tarifa Concessionária (R\$/kWh)	8,775216384	9,652738022
O&M	-101.225	-101.225
Receita Bruta (R\$)	21.146.039,82	22.990.015,84
<b>Fluxo de Caixa (R\$)</b>	<b>21.146.039,82</b>	<b>22.990.015,84</b>
<b>Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)</b>	<b>209.373.291,95</b>	<b>232.363.307,79</b>

<b>Rentabilidade - TIR (a.a)</b>	<b>35,34%</b>
<b>Valor Presente Líquido (R\$)</b>	<b>R\$ 31.891.534,40</b>
<b>Payback (anos)</b>	<b>3,44</b>

Tabela 12 – Resultados financeiros solução com estrutura fixa.

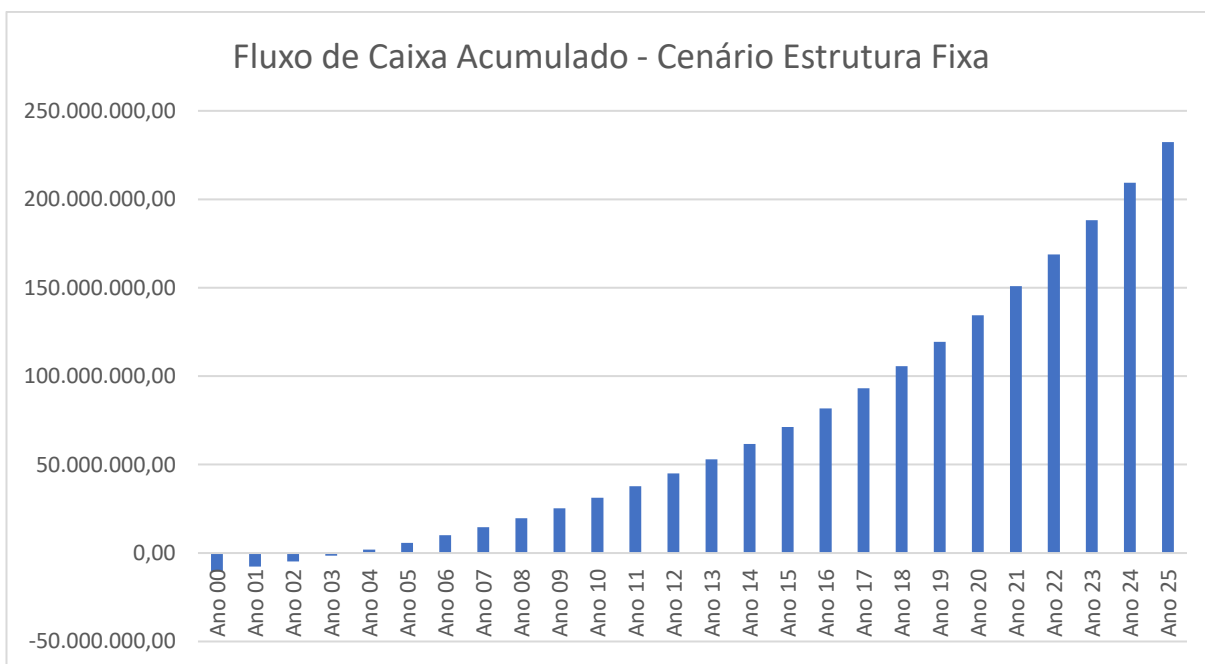


Gráfico 7 - Fluxo de caixa acumulado usina com estrutura fixa.

#### 4.6.2. Fluxo de caixa – Tracker com *backtracking*

	Ano 00	Ano 01	Ano 02	Ano 03	Ano 04	Ano 05
Investimento (R\$)	-11.908.848,00					
Geração (kWh)		4.540.404	4.841.368	4.820.581	4.797.139	4.771.091
Tarifa Concessionária (R\$/kWh)		0,98	1,078	1,1858	1,30438	1,434818
O&M		-119.088	-119.088	-119.088	-119.088	-119.088
Receita Bruta (R\$)		2.773.148,87	3.273.257,88	3.596.470,48	3.948.151,73	4.330.582,51
<b>Fluxo de Caixa (R\$)</b>	<b>-11.908.848,00</b>	<b>2.773.148,87</b>	<b>3.273.257,88</b>	<b>3.596.470,48</b>	<b>3.948.151,73</b>	<b>4.330.582,51</b>
<b>Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)</b>	<b>-11.908.848,00</b>	<b>-9.135.699,13</b>	<b>-5.862.441,25</b>	<b>-2.265.970,77</b>	<b>1.682.180,96</b>	<b>6.012.763,47</b>

	Ano 06	Ano 07	Ano 08	Ano 09	Ano 10	Ano 11
Investimento (R\$)						
Geração (kWh)	4.740.313	4.705.389	4.669.530	4.633.774	4.599.143	4.569.888
Tarifa Concessionária (R\$/kWh)	1,5782998	1,73612978	1,909742758	2,100717034	2,310788737	2,541867611
O&M	-119.088	-119.088	-119.088	-119.088	-119.088	-119.088
Receita Bruta (R\$)	4.743.974,33	5.190.869,30	5.677.352,05	6.208.172,48	6.788.883,12	7.431.344,46
<b>Fluxo de Caixa (R\$)</b>	<b>4.743.974,33</b>	<b>5.190.869,30</b>	<b>5.677.352,05</b>	<b>6.208.172,48</b>	<b>6.788.883,12</b>	<b>7.431.344,46</b>
<b>Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)</b>	<b>10.756.737,81</b>	<b>15.947.607,10</b>	<b>21.624.959,15</b>	<b>27.833.131,63</b>	<b>34.622.014,75</b>	<b>42.053.359,21</b>

	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15	Ano 16	Ano 17
Investimento (R\$)						
Geração (kWh)	4.546.173	4.524.177	4.503.343	4.483.114	4.463.897	4.444.909
Tarifa Concessionária (R\$/kWh)	2,796054372	3,075659809	3,38322579	3,721548369	4,093703206	4,503073527
O&M	-119.088	-119.088	-119.088	-119.088	-119.088	-119.088
Receita Bruta (R\$)	8.143.286,13	8.925.549,96	9.784.197,59	10.725.593,23	11.758.925,77	12.891.151,47
<b>Fluxo de Caixa (R\$)</b>	<b>8.143.286,13</b>	<b>8.925.549,96</b>	<b>9.784.197,59</b>	<b>10.725.593,23</b>	<b>11.758.925,77</b>	<b>12.891.151,47</b>
<b>Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)</b>	<b>50.196.645,34</b>	<b>59.122.195,30</b>	<b>68.906.392,89</b>	<b>79.631.986,12</b>	<b>91.390.911,89</b>	<b>104.282.063,36</b>

	Ano 18	Ano 19	Ano 20	Ano 21	Ano 22	Ano 23
Investimento (R\$)						
Geração (kWh)	4.424.209	4.400.832	4.373.826	4.338.053	4.292.704	4.244.434
Tarifa Concessionária (R\$/kWh)	4,953380879	5,448718967	5,993590864	6,59294995	7,252244945	7,97746944
O&M	-119.088	-119.088	-119.088	-119.088	-119.088	-119.088
Receita Bruta (R\$)	14.125.526,18	15.467.194,62	16.920.611,86	18.471.277,85	20.116.542,56	21.889.809,89
<b>Fluxo de Caixa (R\$)</b>	<b>14.125.526,18</b>	<b>15.467.194,62</b>	<b>16.920.611,86</b>	<b>18.471.277,85</b>	<b>20.116.542,56</b>	<b>21.889.809,89</b>
<b>Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)</b>	<b>118.407.589,55</b>	<b>133.874.784,17</b>	<b>150.795.396,03</b>	<b>169.266.673,88</b>	<b>189.383.216,45</b>	<b>211.273.026,34</b>

	Ano 24	Ano 25
Investimento (R\$)		
Geração (kWh)	4.194.588	4.144.478
Tarifa Concessionária (R\$/kWh)	8,775216384	9,652738022
O&M	-119.088	-119.088
Receita Bruta (R\$)	23.806.383,47	25.884.526,59
<b>Fluxo de Caixa (R\$)</b>	<b>23.806.383,47</b>	<b>25.884.526,59</b>
<b>Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)</b>	<b>235.079.409,81</b>	<b>260.963.936,39</b>

<b>Rentabilidade - TIR (a.a)</b>	<b>34,21%</b>
<b>Valor Presente Líquido (R\$)</b>	<b>R\$ 35.416.493,53</b>
<b>Payback (anos)</b>	<b>3,57</b>

Tabela 13 – Resultados financeiros solução com tracker (com backtracking).

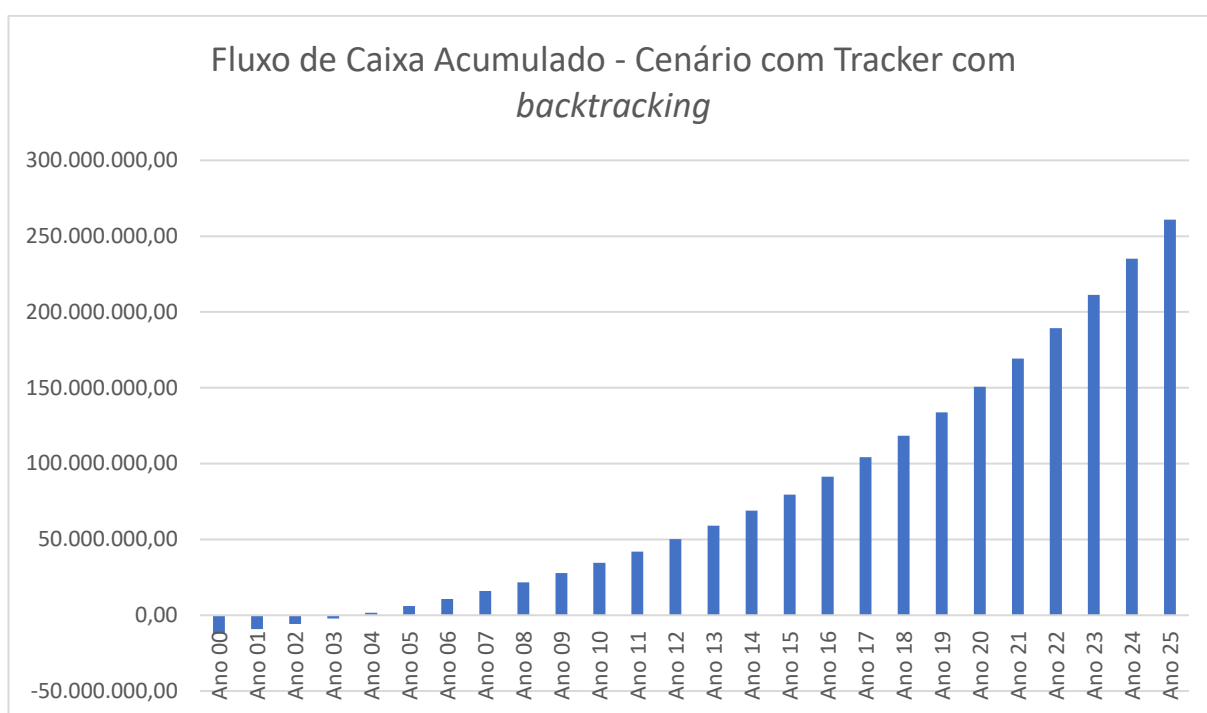


Gráfico 8 – Fluxo de Caixa Acumulado usina Tracker com backtracking.

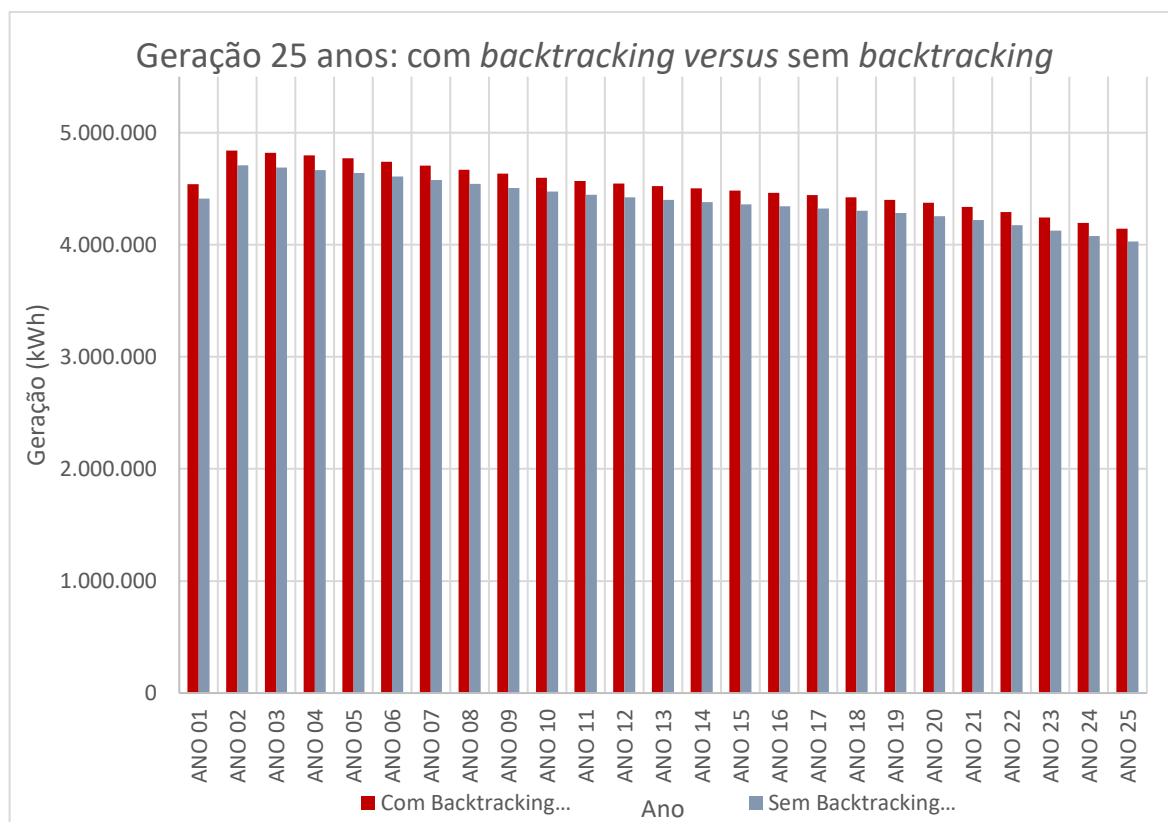
Comparando as duas soluções temos que o investimento na solução com tracker é 17% maior que a solução com estrutura fixa. Em ambos os casos o *payback* ocorre entre o terceiro e quarto ano de operação, analisando os cenários a partir do quinto ano de operação tem-se que o fluxo de caixa do empreendimento com estrutura fixa é 12,5% inferior ao uso do *tracker*, mesmo considerando o custo de O&M desta última solução mais oneroso.

Com relação aos parâmetros financeiros, tem-se que o valor presente líquido (VPL) da solução com backtracking é 11,05% maior que a solução com eixo fixo e que o fluxo de caixa acumulado nos 25 anos de operação é 12,3% superior na solução com *tracker*.

#### 4.6.3. Comparação do uso de Tracker com e sem backtracking:

ANO	Com Backtracking (kWh)	Sem Backtracking (kWh)	Comparação (%)
ANO 01	4.540.404	4.411.571	2,920%
ANO 02	4.841.368	4.709.254	2,805%
ANO 03	4.820.581	4.688.864	2,809%
ANO 04	4.797.139	4.665.967	2,811%
ANO 05	4.771.091	4.640.611	2,812%
ANO 06	4.740.313	4.610.783	2,809%
ANO 07	4.705.389	4.577.033	2,804%
ANO 08	4.669.530	4.542.414	2,798%
ANO 09	4.633.774	4.507.915	2,792%
ANO 10	4.599.143	4.474.507	2,785%
ANO 11	4.569.888	4.446.242	2,781%
ANO 12	4.546.173	4.423.274	2,778%
ANO 13	4.524.177	4.401.948	2,777%
ANO 14	4.503.343	4.381.726	2,776%
ANO 15	4.483.114	4.362.073	2,775%
ANO 16	4.463.897	4.343.460	2,773%
ANO 17	4.444.909	4.325.117	2,770%
ANO 18	4.424.209	4.305.049	2,768%
ANO 19	4.400.832	4.282.293	2,768%
ANO 20	4.373.826	4.255.893	2,771%
ANO 21	4.338.053	4.220.458	2,786%
ANO 22	4.292.704	4.175.261	2,813%
ANO 23	4.244.434	4.127.299	2,838%
ANO 24	4.194.588	4.078.026	2,858%
ANO 25	4.144.478	4.028.861	2,870%

Tabela 14 - Comparação de geração nos 25 anos de operação com e sem backtracking.



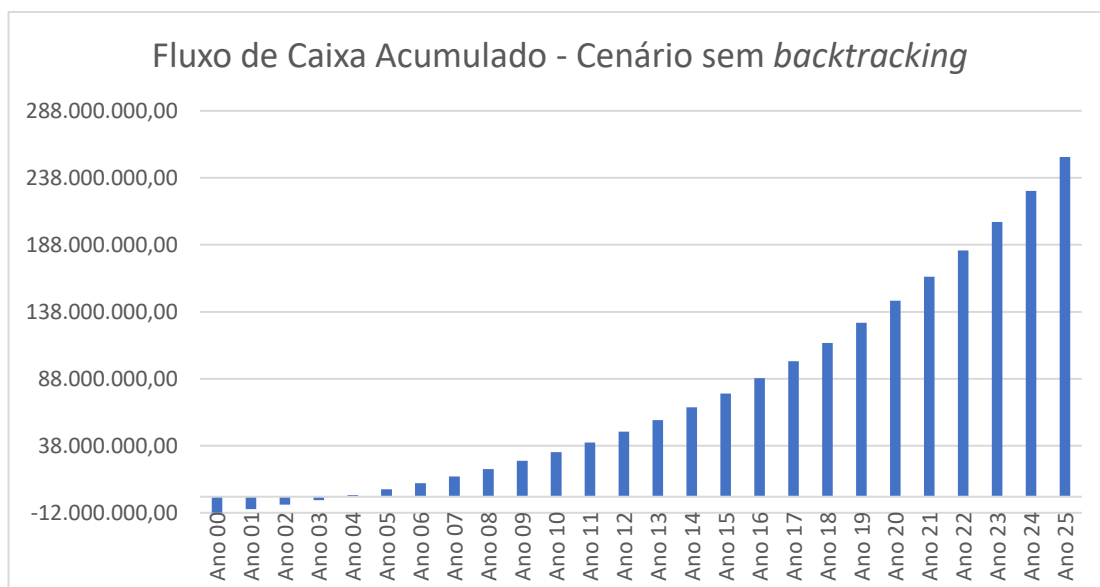
Para a simulação ao longo dos anos de operação, o *PVSyst* considera os seguintes aspectos: degradação dos módulos e aumento do *mismatch* ao longo dos anos, devido ao fato de que a taxa de degradação não é a mesma para todos os módulos, mesmo que estes estejam sob as mesmas condições meteorológicas. Não é considerada a degradação acumulada devido ao sombreamento entre módulos no caso do sistema sem o recurso de *backtracking*, por isso a taxa de perda de geração ao longo do tempo é a mesma para ambas as simulações

- Foram utilizadas as mesmas premissas financeiras em ambas as simulações com tracker;
- Não há custo adicional na solução com o sistema de *backtracking*;
- Foi considerado que o reajuste da tarifa da concessionária de energia irá acompanhar a inflação anual.

4.6.4. Fluxo de caixa – Tracker sem *backtracking*

	Ano 00	Ano 01	Ano 02	Ano 03	Ano 04	Ano 05
Investimento (R\$)	-11.908.848,00					
Geração (kWh)		4.411.571	4.709.254	4.688.864	4.665.967	4.640.611
Tarifa Concessionária (R\$/kWh)		0,98	1,078	1,1858	1,30438	1,434818
O&M		-119.088,48	-119.088,48	-119.088,48	-119.088,48	-119.088,48
Receita Bruta (R\$)		2.691.082,25	3.180.685,83	3.494.947,30	3.836.937,43	4.208.892,07
Fluxo de Caixa (R\$)	-11.908.848,00	2.691.082,25	3.180.685,83	3.494.947,30	3.836.937,43	4.208.892,07
Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)	-11.908.848,00	-9.217.765,75	-6.037.079,92	-2.542.132,62	1.294.804,81	5.503.696,89
	Ano 06	Ano 07	Ano 08	Ano 09	Ano 10	Ano 11
Investimento (R\$)						
Geração (kWh)	4.610.783	4.577.033	4.542.414	4.507.915	4.474.507	4.446.242
Tarifa Concessionária (R\$/kWh)	1,5782998	1,73612978	1,909742758	2,100717034	2,310788737	2,541867611
O&M	-119.088,48	-119.088,48	-119.088,48	-119.088,48	-119.088,48	-119.088,48
Receita Bruta (R\$)	4.611.089,94	5.046.021,44	5.519.559,35	6.036.316,58	6.601.677,84	7.227.053,99
Fluxo de Caixa (R\$)	4.611.089,94	5.046.021,44	5.519.559,35	6.036.316,58	6.601.677,84	7.227.053,99
Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)	10.114.786,83	15.160.808,26	20.680.367,61	26.716.684,19	33.318.362,03	40.545.416,02
	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15	Ano 16	Ano 17
Investimento (R\$)						
Geração (kWh)	4.423.274	4.401.948	4.381.726	4.362.073	4.343.460	4.325.117
Tarifa Concessionária (R\$/kWh)	2,796054372	3,075659809	3,38322579	3,721548369	4,093703206	4,503073527
O&M	-119.088,48	-119.088,48	-119.088,48	-119.088,48	-119.088,48	-119.088,48
Receita Bruta (R\$)	7.919.925,38	8.681.192,37	9.516.750,11	10.432.793,59	11.438.455,80	12.540.517,97
Fluxo de Caixa (R\$)	7.919.925,38	8.681.192,37	9.516.750,11	10.432.793,59	11.438.455,80	12.540.517,97
Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)	48.465.341,39	57.146.533,77	66.663.283,88	77.096.077,47	88.534.533,27	101.075.051,24
	Ano 18	Ano 19	Ano 20	Ano 21	Ano 22	Ano 23
Investimento (R\$)						
Geração (kWh)	4.305.049	4.282.293	4.255.893	4.220.458	4.175.261	4.127.299
Tarifa Concessionária (R\$/kWh)	4,953380879	5,448718967	5,993590864	6,59294995	7,252244945	7,97746944
O&M	-119.088,48	-119.088,48	-119.088,48	-119.088,48	-119.088,48	-119.088,48
Receita Bruta (R\$)	13.741.866,53	15.047.367,67	16.461.164,43	17.967.336,81	19.562.919,93	21.282.421,29
Fluxo de Caixa (R\$)	13.741.866,53	15.047.367,67	16.461.164,43	17.967.336,81	19.562.919,93	21.282.421,29
Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)	114.816.917,76	129.864.285,43	146.325.449,86	164.292.786,67	183.855.706,61	205.138.127,90
	Ano 24	Ano 25	<b>Rentabilidade - TIR (a.a)</b>		<b>33,50%</b>	
Investimento (R\$)			<b>Valor Presente Líquido (R\$)</b>		<b>R\$ 34.138.402,40</b>	
Geração (kWh)	4.078.026	4.028.861	<b>Payback (anos)</b>		<b>3,66</b>	
Tarifa Concessionária (R\$/kWh)	8,775216384	9,652738022				
O&M	-119.088,48	-119.088,48				
Receita Bruta (R\$)	23.141.523,32	25.159.113,93				
Fluxo de Caixa (R\$)	23.141.523,32	25.159.113,93				
Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)	228.279.651,22	253.438.765,16				

Tabela 15 - Resultados financeiros solução com tracker sem *backtracking*.



*Gráfico 9 - Fluxo de Caixa usina Tracker sem backtracking.*

Comparando os resultados tem-se que o valor presente líquido (VPL) é 3,65% menor na solução sem o uso de *backtracking*. Há um aumento de 2,97% no fluxo de caixa acumulado quando o *backtracking* é utilizado. Por consequência da melhor performance da usina com o algoritmo de *backtracking*, a TIR também é superior tornando o empreendimento mais atrativo financeiramente.



## 5. CONCLUSÕES

Neste trabalho, avaliou-se a performance de uma usina fotovoltaica em operação, comparando a geração esperada utilizando diferentes bases de dados meteorológicos e medições em campo, além da análise da performance da planta utilizando estruturas fixas ou com rastreamento.

A partir das simulações realizadas, conclui-se que a Usina Fotovoltaica Stella Maris teve uma excelente performance em seu primeiro ano de operação tomando como referência as comparações entre a geração esperada (simulada) e a geração real da usina. A usina obteve uma geração de energia elétrica superior quando comparada tanto ao resultado da simulação utilizando os dados de um ano meteorológico típico (TMY) da base de dados Helioclim quanto com a simulação utilizando os dados meteorológicos medidos no local.

Na comparação entre os tipos de estruturas, chegou-se ao resultado que para esta localidade a geração com o uso de seguidor solar é cerca de 14% superior comparado ao uso de estrutura fixa. Destaca-se que este valor varia de acordo com a localidade do projeto, a tendência é que quanto mais próximo da linha do equador, melhor será o desempenho de seguidores solares, devido à posição do Sol ao longo do ano. Referente ao uso da tecnologia de backtracking, conclui-se que esta se faz extremamente necessária não só para o aumento da geração da planta, mas também para evitar degradação nos módulos fotovoltaicos devido ao sombreamento parcial nas células ao longo dos anos, perda que ainda não é calculada no *PVsyst*.

Os resultados das análises financeiras acompanharam os resultados energéticos, sendo que o cenário utilizando *trackers* com *backtracking* apresentou melhores indicadores financeiros, confirmando que centrais geradoras fotovoltaicas são ótimos investimentos a longo prazo. Destaca-se que em todos os cenários foram considerados o custo de O&M anual fixo em 1% do valor do CAPEX, entretanto para o Brasil ainda não existem dados consistentes, apenas indicações dos fabricantes por se tratar de um mercado novo, o que indica a necessidade de pesquisas nesta área. Importante salientar também, que a modelagem financeira foi feita de maneira simplificada, não sendo considerados a incidência de impostos e nem a possibilidade de mudança na legislação vigente.

Com base nos resultados técnicos e financeiros obtidos neste trabalho, pode-se concluir que para esta usina o uso do sistema de seguidor solar foi uma escolha adequada, proporcionando um aumento na energia gerada pela usina e conseqüentemente um aumento na receita do empreendimento.

Por fim, com este trabalho entende-se a relevância da realização da simulação de produção energética de uma usina fotovoltaica, na fase preliminar do projeto. Destaca-se a importância da parametrização correta dos fatores de perdas do projeto no *software*. Assim como avaliação minuciosa da base de dados meteorológicos a ser utilizada, pois esses dados impactam diretamente no resultado da simulação e conseqüentemente na receita esperada para o empreendimento.

Importante salientar também a necessidade de medições meteorológicas em campo antes e durante a operação da usina, para acompanhamento e elaboração de planos de manutenção que garantam a performance do empreendimento.

### 5.1. TRABALHOS FUTUROS

Para trabalhos futuros pretende-se continuar a comparação entre bases de dados meteorológicos com dados medidos em campos durante um período longo (10 anos, por exemplo), levantando dados mais confiáveis em relação ao O&M dos trackers, por exemplo.

Além disso, propõe-se a discussão mais ampla das consequências do sombreamento parcial em módulos fotovoltaicos ao longo do tempo, que ocorre quando os módulos são instalados em estrutura fixa ou tracker sem a tecnologia de *backtracking*.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADILSON CARLOS. PREPARAÇÃO DE FILMES FINOS DE ÓXIDO DE ESTANHO SnO<sub>2</sub> PELO MÉTODO PECHINI PARA. 2010.

ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA nº 482*. . [S.l: s.n.], 2012.

ANTONANZAS, J. *et al.* Optimal solar tracking strategy to increase irradiance in the plane of array under cloudy conditions: A study across Europe. *Solar Energy*, v. 163, n. January, p. 122–130, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.01.080>>.

BEYER, Hans Georg; COSTANZO, Claudio; HEINEMANN, Detlev. Modifications of the heliosat procedure for irradiance estimates from satellite images. *Solar Energy*, v. 56, n. 3, p. 207–212, 1996.

BUENO, POLIANA HENRIQUES; MONTEIRO, Davies William de Lima. *Modelagem Analítica e Numérica Semieempírica de Células Fotovoltaicas*. . [S.l: s.n.]. , 2016

CORTEZ, Ramiro José Monteiro. *Sistema de Seguimento Solar em Produção de Energia Fotovoltaica*. 2013. 2013.

D. PANICO, P. GARVISON, H. Wenger and D. Shugar. Backtracking: a novel strategy for tracking PV systems. *The Conference Record of the Twenty-Second IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1991.

DECEASED, John A Duffie; BECKMAN, William A. *Solar engineering of thermal processes*. [S.l: s.n.], 1982. v. 3.

EPE. *Balanco Energético Nacional - BEN 2021*. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>>. Acesso em: 5 mar. 2022.

FERNÁNDEZ-AHUMADA, L. M. *et al.* A novel backtracking approach for two-axis solar PV tracking plants. *Renewable Energy*, v. 145, p. 1214–1221, 2020.

GRANA, By Paul. *Are trackers undermining their own success ?* Disponível em: <<https://www.solarpowerworldonline.com/2020/02/folsom-labs-are-trackers-undermining-their-own-success/>>. Acesso em: 3 maio 2022.

GRID PIQ. *Photovoltaics Sytems*. Disponível em: <<https://gridpiq.pnnl.gov/v2-beta/doc/technologies/pv/>>. Acesso em: 2 maio 2022.

GUARNIERI, Mauricio Vivan. Usinas solares fotovoltaicas com seguimento em um eixo no brasil: aspectos da construção, custos e expectativa de desempenho. p. 180, 2017.

HAFEZ, A. Z.; YOUSEF, A. M.; HARAG, N. M. Solar tracking systems: Technologies and trackers drive types – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 91, n. November 2017, p. 754–782, 2018a. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.094>>.

HAFEZ, A. Z.; YOUSEF, A. M.; HARAG, N. M. Solar tracking systems:

Technologies and trackers drive types – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 91, n. November 2017, p. 754–782, 2018b.

HONG, Taehoon *et al.* A preliminary study on the 2-axis hybrid solar tracking method for the smart photovoltaic blind. *Energy Procedia*, v. 88, p. 484–490, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2016.06.067>>.

INPE. Brazilian Atlas of solar energy - 2nd Edition. p. 80, 2017. Disponível em: <<http://urlib.net/rep/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>>.

LAURA RODRÍGUEZ. *Bifacial modules: a comprehensive guide on financial and technical performance of the next hot thing in solar* — *RatedPower*. Disponível em: <<https://ratedpower.com/blog/bifacial-modules/>>.

MELO, TEDE FERNANDES. OBTENÇÃO DE UMA CÉLULA SOLAR FOTOVOLTAICA BASEADA EM CdS E TiO<sub>2</sub> FOTOSSENSIBILIZADA COM CORANTE EM SUBSTRATO DE VIDRO COM CAMADA CONDUTORA. *Pontificia Universidad Catolica del Peru*, v. 8, n. 33, p. 44, 2014.

MOTTA, Ricardo Henrique. Análise da influência de um Ano Típico Meteorológico na produção de energia de uma usina fotovoltaica. 2017.

MOUSAZADEH, Hossein *et al.* A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 13, n. 8, p. 1800–1818, 2009.

NASCIMENTO, Bruno André Marques. *Algoritmo de posicionamento e backtracking para seguidor solar*. 2015. 2015.

PEREZ, Richard *et al.* Climatic evaluation of models that predict hourly direct irradiance from hourly global irradiance: Prospects for performance improvements. *Solar Energy*, v. 44, n. 2, p. 99–108, 1990.

PORTAL SOLAR. *Passo a passo da fabricação do módulo solar*. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/passa-a-passo-da-fabricacao-do-modulo-solar.html>>.

PRINSLOO, Gerro; DOBSON, Robert. *Solar Tracking - sun position, sun tracking, sun following*. [S.l.: s.n.], 2015. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/263128579\\_Solar\\_Tracking\\_Sun\\_Tracking\\_Sun\\_Tracker\\_Solar\\_Tracker\\_Follow\\_Sun\\_Sun\\_Position](https://www.researchgate.net/publication/263128579_Solar_Tracking_Sun_Tracking_Sun_Tracker_Solar_Tracker_Follow_Sun_Sun_Position)>.

PVSYST. *PVsyst Help Contents*. Disponível em: <<https://www.pvsyst.com/help/>>.

PVSYST. *PVsyst Help manual*. Disponível em: <<https://www.pvsyst.com/help/>>.

RAPPAPORT, By Paul. *The Photovoltaic Effect and its Utilization\**. 1959.

SARAIVA, Maria de Fátima Oliveira. *Introdução Objetivos O que é o Sol da meia noite e em que lugares da Terra ele pode ser visto ?*. [S.l.: s.n.]. Disponível em: <<http://www.if.ufrgs.br/fis02001/aulas/Aula3-141.pdf>>. , 2020

SATPATHY, Priya Ranjan; SHARMA, Renu. Diffusion charge compensation strategy for power balancing in capacitor-less photovoltaic modules during partial shading. *Applied Energy*, v. 255, n. 12, p. 113826, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113826>>.

SOL, Blue; SOLAR, Energia. *Tudo sobre o Módulo Solar no Telhado : como Funciona , Benefícios e Preço.*

SOLAR, Brasil. *Módulos Monocristalinos X Policristalinos : Quais as diferenças ?*

SOLAR, Energia. *Influência do número de diodos de bypass no desempenho de módulos FV com sombras.*